



VIRTUELLES INSTITUT NRW

STROM ZU
GAS UND WÄRME

VIRTUELLES INSTITUT „STROM ZU GAS UND WÄRME“

BAND II PFADANALYSEN

FLEXIBILISIERUNGSOPTIONEN IM STROM-GAS-WÄRME-SYSTEM

ABSCHLUSSBERICHT DES HAUPTPROJEKTS (2015 – 2017)

Das „Virtuelle Institut Strom zu Gas und Wärme“ ist ein vom Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen geförderter und vom Cluster Energieforschung NRW unterstützter Forschungsverbund von sieben Forschungsinstituten, die gemeinsam Flexibilitätsoptionen für das zukünftige Strom-Gas-Wärme-System erforschen. Neben innovativen Technologiepfaden und Systemforschung zählt die Errichtung eines Demonstrationszentrums am Standort des GWI in Essen zum Umfang der hier vorgestellten Arbeiten.

Das Virtuelle Institut legt nunmehr die Ergebnisse seiner Arbeit aus dem Zeitraum 2015 - 2017 in insgesamt fünf Bänden vor.

Im vorliegenden Band II sind die energiesystemanalytischen Ergebnisse von sieben spezifischen Technologiepfaden dargestellt. Die Technologiepfade wurden jeweils in Hinblick auf eine konkrete Integration ins Energiesystem untersucht und bewertet. Die Pfade stellen jeweils eine Erweiterung bzw. Ergänzung der in Band I getroffenen Annahmen, Szenarien und methodischen Ansätze dar, sodass eine technisch detaillierte, pfadspezifische Betrachtung der Technologien ermöglicht wird. Die Ergebnisse der Pfadanalysen ermöglichen neue Einsichten in die Potenziale von Flexibilitätsoptionen in zukünftigen Energiesystemen. Weiterhin wurden die Ergebnisse in die Gesamtsystemsicht eingeordnet sowie die Chancen für die untersuchten Technologiepfade unter den strukturellen Rahmenbedingungen in NRW bewertet.

Empfohlene Zitierweise:

K. Görner und D. Lindemberger (Hrsgb.): Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, Abschlussbericht, Band II, 2018

Titelbild: © Gina Sanders / Fotolia

Datum: 12.07.2018

Website: <http://strom-zu-gas-und-waerme.de/>



ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (EWI); Ko-Koordination

PD Dr. Dietmar Lindenberger, Broghan Helgeson, Simon Paulus, Jakob Peter, Alexander Polisadov



**Forschungszentrum Jülich,
Institut für Energie- und Klimaforschung
Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)**

Lara Welder, Dr. Peter Stenzel, Michael Hehemann, Dr. Martin Müller, Natalie Ebersbach, Felix Knicker, Dr. Peter Markewitz, Dr. Martin Robinius, Dr. Bernd Emonts, Prof. Dr. Detlef Stolten



**Forschungszentrum Jülich,
Institut für Energie- und Klimaforschung
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)**

Thiemo Pesch, Jan Christian Koj



Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT

Oliver Jochum, Thomas Marzi, Christoph Unger



Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI); Projektkoordination

Dr. Johannes Schaffert, Janina Senner, Nils Brücken, Helena Praefke, Christos Tsiklios, Berat Zejnullahu, Marc Fiebrandt, Prof. Dr. Klaus Görner



Ruhr-Universität Bochum, Technische Chemie (RUB TC)

Prof. Dr. Martin Muhler, Julian Gödde, Dr. Cornelius Berger, Dr. Holger Ruland



Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

Frank Merten, Clemens Schneider, Dietmar Schüwer, Mathis Buddeke, Arjuna Nebel, Alexander Scholz, Thomas Hanke, Prof. Dr. Manfred Fischedick

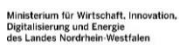


ZBT GmbH - Zentrum für BrennstoffzellenTechnik (ZBT)

Dorothee Lemken, Bernd Oberschachtsiek, Tobias Meijer, Lothar Theves, Dr. Ulrich Gardemann, Michael Steffen, Prof. Dr. Angelika Heinzl



Danke für die freundliche Unterstützung durch Georg Unger und Dr. Stefan Rabe, Cluster EnergieForschung NRW (CEF.NRW)



Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	IX
Abkürzungen	XI
5. Potenzielle Pfade der Energiewende.....	191
5.1. Pfad 1: Lastmanagement in der Industrie	191
5.1.1 Pfadbeschreibung	192
5.1.1.1 Das Konzept	192
5.1.1.2 Einsatzbereiche.....	192
5.1.1.3 Tendenzen in Entwicklung von DSM-Potenzial in Deutschland	193
5.1.2 Lastmanagement in der Industrie	194
5.1.2.1 Aluminium	194
5.1.2.2 Zement	195
5.1.2.3 Papier.....	195
5.1.2.4 Stahl.....	196
5.1.2.5 Chlor	196
5.1.3 Annahmen des illustrativen Szenarios.....	197
5.1.4 Methodik und Modellbeschreibung	199
5.1.5 Ergebnisse	201
5.1.6 Einordnung des Pfads in die Systemsicht.....	202
5.1.7 NRW-Chancen mit diesem Pfad.....	203
5.1.8 Handlungsempfehlungen	206
5.2. Pfad 2: Stromnutzung für die Wärmebereitstellung	208
5.2.1 Pfad 2A: Power-to-Heat für die Gebäudewärmeversorgung in Wärmenetzen	210
5.2.1.1 Pfadbeschreibung.....	210
5.2.1.2 Methodik und Modellbeschreibung	215
5.2.1.3 Ergebnisse.....	222
5.2.2 Pfad 2B: Stromnutzung für industrielle Prozesswärme	251
5.2.2.1 Pfadbeschreibung.....	251
5.2.2.2 Methodik und Modellbeschreibung	256
5.2.2.3 Ergebnisse.....	259
5.2.2.4 Einordnung des Pfads 2B in die Systemsicht	273

5.2.3	Zusammenfassung und NRW-Chancen mit diesem Pfad.....	280
5.2.3.1	Power-to-Heat für die Gebäudewärmeversorgung in Wärmenetzen	280
5.2.3.2	Power-to-Heat für industrielle Prozesswärme	280
5.2.3.3	Power-to-Heat übergreifend	282
5.3.	Pfad 3: Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr	283
5.3.1	Pfadbeschreibung	283
5.3.2	Methodik und Modellbeschreibung	284
5.3.2.1	Szenariorahmen.....	286
5.3.2.2	Modelle zur standortgenauen Infrastrukturauslegung	307
5.3.3	Ergebnisse	312
5.3.3.1	Potenziale	312
5.3.3.2	Risiken und notwendige Bedingungen für Pfadausbau	326
5.3.4	Einordnung des Pfads in die Systemsicht.....	328
5.3.5	Zusammenfassung und NRW-Chancen mit diesem Pfad.....	329
5.4.	Pfad 4: H ₂ -basierte Syntheseprodukte für Verkehr und Industrie.....	333
5.4.1	Power-to-Products: Chemische Energiespeicher.....	335
5.4.2	Power-to-Products: Chemische Produkte aus CO ₂	343
5.4.3	Rohstoffkosten – ein Vergleich	349
5.4.4	Wieviel Strom wird für chemische Produkte benötigt?.....	350
5.5.	Pfad 5: H ₂ -Einspeisung in Erdgasnetze	353
5.5.1	Pfadbeschreibung	355
5.5.2	Pfad 5A: Wasserstoff-Einspeisung in Gastransportnetze	357
5.5.2.1	Methodik und Modellbeschreibung	357
5.5.2.2	Ergebnisse der Standortanalyse für Wasserstoffeinspeisung in Gas-Transportnetze.....	362
5.5.3	Pfad 5B: Wasserstoff-Einspeisung in Gasverteilnetze	376
5.5.3.1	Methodik und Modellbeschreibung	376
5.5.3.2	Ergebnisse für NRW	377
5.5.3.3	Beispiel: „Strom zu Gas-Anlage“ der Thüga-Gruppe zur Wasserstoffeinspeisung ins Gasverteilnetz	384
5.5.4	Risiken und notwendige Bedingungen für Pfadausbau	385
5.5.5	Einordnung des Pfads in die Systemsicht.....	390
5.5.6	Zusammenfassung und NRW-Chancen mit diesem Pfad.....	391
5.6.	Pfad 6: Großtechnische H ₂ -Speicherung mit zentraler Rückverstromung.....	394

5.6.1	Pfadbeschreibung	394
5.6.2	Methodik und Modellbeschreibung	395
5.6.2.1	Optimierung	398
5.6.2.2	Input Parameter	399
5.6.3	Ergebnisse	421
5.6.3.1	Potenziale	422
5.6.3.2	Risiken und notwendige Bedingungen für Pfadausbau	430
5.6.4	Einordnung des Pfads in die Systemsicht	432
5.6.5	Zusammenfassung und NRW-Chancen mit diesem Pfad	434
5.7.	Pfad 7: Regenerativer Wasserstoff für die dezentrale Nutzung	438
5.7.1	Pfadbeschreibung	438
5.7.2	Methodik und Modellbeschreibung	439
5.7.2.1	Erneuerbare Energien	440
5.7.2.2	Elektrolyse	443
5.7.2.3	Wasserstoffspeicherung	443
5.7.2.4	Dezentrale Nutzungsmöglichkeiten	446
5.7.2.5	Wettbewerbs-Technologien	452
5.7.3	Ergebnisse	453
5.7.3.1	Potenziale	453
5.7.3.2	Wirtschaftliche Beispielrechnungen	459
5.7.3.3	Einschränkungen	461
5.7.3.4	Risiken und notwendige Bedingungen für Pfadausbau	462
5.7.4	Einordnung des Pfads in die Systemsicht	463
5.7.5	Zusammenfassung und NRW-Chancen mit diesem Pfad	464
	Literaturangaben	466

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 5-1 Technisches und erschlossenes Lastmanagementpotenzials in Deutschland, 2050 in MW	198
Abbildung 5-2 Modell-Output - DSM-Effekt in Deutschland, 2050 in GWh	202
Abbildung 5-3 Flexibilitätsoptionen im Energiesystem	203
Abbildung 5-4 Abbildung: Jahresproduktion von Aluminium in Deutschland, 2015 in Tsd. t. [Nors16],[Trim16].....	204
Abbildung 5-5 Jahresproduktion von Chlor in Deutschland, 2015 in Tsd. t. [Euro15]	205
Abbildung 5-6 Jahresproduktion von Zement-, Stahl- und Papierbranchen in Deutschland, 2015 in Tsd. t. [Nrw-15], [Wirt17a], [Wirt17b]	205
Abbildung 5-7 Technologien für elektrische Wärmezeugung in verschiedenen Sektoren.....	209
Abbildung 5-8 Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 1990-2015; AG Energiebilanzen [Agen15]	211
Abbildung 5-9 Energieverbrauch in deutschen Haushalten nach Anwendungsbereich 2005 und 2014	211
Abbildung 5-10 Typischer Kurvenverlauf während eines Sekundärregelleistungsabrufs (SRL) bei der InfraServ Höchst in Frankfurt.....	213
Abbildung 5-11 Wärmenetze können in Kombination mit Wärmespeichern eine Flexibilitätsoption für das Energiesystem darstellen, um erneuerbaren Strom gemeinsam mit Umweltwärme und Abwärme zeitlich flexibel dem Wärmemarkt zuzuführen	214
Abbildung 5-12 Erstellung einer Rasterkarte zum Wärmebedarf, eigene Darstellung GWI.....	220
Abbildung 5-13 Clustervorgang von Wärmebedarfsregionen.....	221
Abbildung 5-14 Regionale Verteilung des Gebäudenutzwärmebedarfs in NRW 2011 (nach NUTS-3 Regionen)	222
Abbildung 5-15 Regionale Verteilung des Gebäudenutzwärmebedarfs in NRW 2011 (nach Kommunen)	223
Abbildung 5-16 Gebäudewärmebedarfskarte NRW nach gebäudescharfer Berechnungsmethode	224
Abbildung 5-17 Wärmebedarfe in NRW 2015 für die potenzielle Versorgung durch Wärmenetze; Theoretischer Fall: Einschlusskriterium ist eine Wärmebedarfsdichte ab 10 GWh/km ² a für das Betreiben eines Wärmenetzes; Szenario: TUW10, eigene Berechnung und Darstellung	225
Abbildung 5-18 Wärmebedarfe in NRW 2015 für die potenzielle Versorgung durch Wärmenetze; Ökonomischer Fall: Einschlusskriterium ist eine Wärmebedarfsdichte ab 30 GWh/km ² a für das potenzielle Betreiben eines Wärmenetzes; Szenario: BMVBS30	226
Abbildung 5-19 Gebäudescharfer Wärmebedarf 2050, Leitszenario	228
Abbildung 5-20 Theoretisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 10 GWh/km ² a; Szenario: TUW10LS	229
Abbildung 5-21 Ökonomisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 30 GWh/km ² a; Szenario: BMVBS30LS	230
Abbildung 5-22 Gebäudescharfer Wärmebedarf 2050, Klimaschutzszenario	232
Abbildung 5-23 Theoretisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 10 GWh/km ² a; Szenario: TUW10WI	233
Abbildung 5-24 Ökonomisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 30 GWh/km ² a; Szenario: BMVBS30WI	234

Abbildung 5-25 Gebäudescharfer Wärmebedarf 2050, Szenario: EZ	236
Abbildung 5-26 Theoretisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 10 GWh/km ² a; Szenario: TUW10EZ.....	237
Abbildung 5-27 Ökonomisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 30 GWh/km ² a; Szenario: BMVBS30EZ	238
Abbildung 5-28 Entwicklung der energetischen Maßnahmen im Wohnungs- und Nichtwohnungsbau in Deutschland 2010-2015 (in Mrd. Euro) [Rein16]	242
Abbildung 5-29 Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2016 [Bdew17a]	244
Abbildung 5-30 Anteil der jährlichen Investitionsfälle mit Einkopplung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt.....	246
Abbildung 5-31 Metaanalyse zur Identifizierung der Bandbreite der Potenziale an positiver (links) und negativer (rechts) Regelergiebereitstellung für verschiedene industrielle Branchen, Quelle: [RoDu16, S.6]	260
Abbildung 5-32 Theoretische industrielle Elektrifizierungspotenziale (TEP), differenziert nach Industriebranchen	261
Abbildung 5-33 Reduktion des PtH-Potenzials durch Ausschluss von Produktionsverbünden mit Brenngasüberschüssen ..	263
Abbildung 5-34 Räumliche Verteilung der modellierten industriellen Energieverbräuche (links) sowie daraus abgeleitete technische Elektrifizierungspotenziale für Dampf und Hochtemperatur-Prozesswärme (rechts)	265
Abbildung 5-35 Dampferzeugung aus 80-gradiger Abwärme mittels Hochtemperatur-Wärmepumpe und nachgeschaltetem Brüdenverdichter	269
Abbildung 5-36 System-Effizienz (COP = Coefficient of Performance) für eine Hochtemperatur-Wärmepumpe mit nachgeschaltetem Brüdenverdichter als Funktion des Prozessdampfdrucks	270
Abbildung 5-37 Schematische Darstellung des Pfades 3: Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr	284
Abbildung 5-38 Analysierte Technologiepfade zur Versorgung des Straßenverkehrs mit regenerativem Wasserstoff	285
Abbildung 5-39 Installierte Leistung an erneuerbaren Energien (Insgesamt: 297 GW) in dem zugrundeliegenden Energieszenario	286
Abbildung 5-40 Strombereitstellung für Deutschland, sortiert nach Erzeuger, in dem zugrundeliegenden Energieszenario	287
Abbildung 5-41 Positive und negative jährlich Residualenergien für Deutschland	288
Abbildung 5-42 Entwicklung des FCEV-Bestands im Szenariovergleich.....	289
Abbildung 5-43 Räumliche Entwicklung der Wasserstoffnachfrage 2015 bis 2050, bezogen auf das 75% Szenario	292
Abbildung 5-44 Regionale Verteilung der Wasserstoffnachfrage für die betrachteten Szenarien im Jahr der Peak-Nachfragemenge (jeweils 2050).....	293
Abbildung 5-45 Ausgewählte Elektrolyseurstandorte und Wasserstoffproduktionspotenzial	295
Abbildung 5-46 Gliederung der Gemeinden nach Stadt- und Gemeindetypen (links), Tankstellenverteilung nach Stadt- und Gemeindetypen (rechts)	297
Abbildung 5-47 Übersicht zum Zusammenspiel und der Funktionsweise der verwendeten Modelle	307
Abbildung 5-48 Modularer Aufbau der Prozesskette	311
Abbildung 5-49 Spezifische Wasserstoffkosten in der Pfadbetrachtung Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr, unterteilt nach Art des Speichers	313
Abbildung 5-50 Spezifische Wasserstoffkosten, aufgelöst nach Komponenten, für die jeweils zwei kosteneffizientesten Pfade in den Szenarien des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“	316
Abbildung 5-51 Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur, aufgelöst nach Komponenten, für die kosteneffizientesten Pfade in den Szenarien des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“	317
Abbildung 5-52 Strombedarf aus erneuerbaren Energien und Netzstrom, aufgelöst nach Komponenten, für die kosteneffizientesten Pfade in den Szenarien des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“	318

Abbildung 5-53 Netzstrombedarf, aufgelöst nach Komponenten, für die kosteneffizientesten Pfade in den Szenarien des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“	319
Abbildung 5-54 Spezifische CO ₂ -Emissionen je Kilogramm Wasserstoff, aufgelöst nach Komponenten, für die kosteneffizientesten Pfade in den Szenarien des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“	320
Abbildung 5-55 Jährliche CO ₂ -Emissionen, aufgelöst nach Komponenten, für die kosteneffizientesten Pfade in den Szenarien des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“	321
Abbildung 5-56 Exemplarische Netzwerkstruktur in dem 1% Szenario (Wasserstoff Transmission und Distribution mittels Flüssiggas-Truck) des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“	322
Abbildung 5-57 Exemplarische Netzwerkstruktur in dem 10 % Szenario (Wasserstoff Transmission und Distribution mittels Flüssiggas-Truck) des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“	323
Abbildung 5-58 Exemplarische Netzwerkstruktur in dem 30 % Szenario (Wasserstoff Transmission mittels Pipeline und Wasserstoff Distribution mittels Gas-Truck) des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“	324
Abbildung 5-59 Exemplarische Netzwerkstruktur in dem 75% Szenario (Wasserstoff Transmission und Distribution mittels Pipeline) des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“	325
Abbildung 5-60 Die drei Säulen des Power-to-Products-Konzepts	334
Abbildung 5-61 Produkte und Speichersysteme auf Basis von CO ₂ . Eigene Darstellung Fraunhofer UMSICHT	335
Abbildung 5-62 Herstellung von OME in Anlehnung an [BSSH10]	340
Abbildung 5-63 Wasserstoffspeicherung durch das System CO ₂ /Ameisensäure	341
Abbildung 5-64 Stickstoffbasierter Energiespeicher	342
Abbildung 5-65 Stickstoffbasierter Energiespeicher nach Grader	343
Abbildung 5-66 Schema eines Produktstammbaums für chemische Produkte aus Erdöl [MDDG17]	344
Abbildung 5-67 Schema Produktstammbaum für chemische Produkte aus Strom und CO ₂ (vgl. hierzu Abbildung 5-66) [MDDG17]	345
Abbildung 5-68 Wertschöpfungskette durch mögliche Weiterverarbeitung von Ethanol mit Marktpreisen für ausgewählte Produkte	347
Abbildung 5-69 Preis-Marktvolumen für ausgewählte Produkte der Ethanolroute	347
Abbildung 5-70 Potenziell nutzbare CO ₂ -Quellen in Nordrhein-Westfalen [Stie16]	348
Abbildung 5-71 Vergleich unterschiedlicher Prozessrouten zur Herstellung von Ethen in Bezug auf die Rohstoffkosten	349
Abbildung 5-72 Kohlenstoffbedarf der deutschen chemischen Industrie im Vergleich zu relevanten CO ₂ -Quellen und zum Strombedarf bei einer hypothetischen, rein auf CO ₂ basierenden Chemie – Berechnung siehe Text [MDDG17]	351
Abbildung 5-73 Karte der Power-to-Gas Projekte in Deutschland	354
Abbildung 5-74 Ermittelte Standorte der Umspannwerke mit Anschluss an das Hoch- oder Höchstspannungsnetz (715 in NRW)	358
Abbildung 5-75 Installierte Leistung erneuerbarer Energien nach Spannungsebene	359
Abbildung 5-76 Anzahl der Windenergieanlagen innerhalb verschiedener Radien um Umspannwerke in Deutschland	360
Abbildung 5-77 Regionale Verteilung der 427 Umspannwerke mit benachbarter Windenergieanlage im Umkreis von 5 km auf NUTS-3-Ebene	362
Abbildung 5-78 Regionale Verteilung der 181 Umspannwerke mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen im Umkreis von 5 km auf NUTS-3-Ebene	363
Abbildung 5-79 Regionale Verteilung der 108 Umspannwerke mit sowohl benachbarter Wind- als auch Solaranlage im Umkreis von 5 km auf NUTS-3-Ebene	364

Abbildung 5-80 Regionale Verteilung der 72 Umspannwerke mit benachbarten Windenergie- und PV- Anlagen größer 1 MW mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene	365
Abbildung 5-81 Regionale Verteilung der 109 Umspannwerke mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km	366
Abbildung 5-82 Regionale Verteilung der 884 Umspannwerke (181 in NRW) mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen auf NUTS-3-Ebene	368
Abbildung 5-83 Regionale Verteilung der 659 Umspannwerke (108 in NRW) mit benachbarten Windenergie- und PV- Anlagen größer 1 MW auf NUTS-3-Ebene	369
Abbildung 5-84 Regionale Verteilung der 422 Umspannwerke (109 in NRW) mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene	371
Abbildung 5-85 Regionale Verteilung der 321 Umspannwerke (72 in NRW) mit benachbarten Windenergie- und PV-Anlagen größer 1 MW mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene	373
Abbildung 5-86 Power-to-Gas Anlage Falkenhagen in Phase 1 (links) und Phase 2 mit Erweiterung (rechts)	375
Abbildung 5-87 Tagesspezifisches Abnahmeverhalten eines großen Gasversorgungsunternehmens über die Dauer eines Jahres (blau) und Interpolationsfunktion (rot)	377
Abbildung 5-88 Jahresbedarf Erdgas in den Gemeinden NRWs 2015 auf Verteilnetzebene	378
Abbildung 5-89 Brennwert von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen als Funktion der Wasserstoffzugabe	379
Abbildung 5-90 Mögliche Zugabe von Wasserstoff in L- und H-Erdgase	381
Abbildung 5-91 Theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas bei einer Volumenobergrenze von 5 und 10 Vol.-%,	382
Abbildung 5-92 Theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas für die Gemeinden in NRW bei einer Volumenobergrenze von 15 % - H ₂	383
Abbildung 5-93 Flussdiagramm der Thüga Wasserstoffeinspeiseanlage ins kommunale Gasverteilnetz. Quelle: Thüga AG [Thüg17b]	385
Abbildung 5-94 Einfluss von Steuern und Abgaben auf die Wasserstoffgestehungskosten an Standorten zur Einspeisung ins Erdgasverteilnetz	388
Abbildung 5-95 Schematische Darstellung des Pfades 6: Großtechnische Wasserstoff-Speicherung mit zentraler Rückverstromung	395
Abbildung 5-96 Einsatzmöglichkeit der Rückverstromung von Wasserstoff gezeigt an Szenario-Residuallasten für Januar 2050	396
Abbildung 5-97 Deckung der Stromnachfrage in Nordrhein-Westfalen durch Überschussstrom aus Norddeutschland	397
Abbildung 5-98 Schematische Darstellung der Modellierungsinputs und –outputs	398
Abbildung 5-99 In Deutschland installierte Leistung an erneuerbaren Energien (Insgesamt: 297 GW) in dem zugrundeliegenden Energieszenario des Rückverstromungspfad	400
Abbildung 5-100 Strombereitstellung für Deutschland, sortiert nach Erzeuger, in dem zugrundeliegenden Energieszenario des Rückverstromungspfad	400
Abbildung 5-101 Positive und negative jährlich Residualenergien für Deutschland in dem Rückverstromungspfad zugrundeliegenden Energieszenario	401
Abbildung 5-102 Vergleich der angenommenen Wirkungsgrade und spezifischen Investitionen der verschiedenen Wasserstoff-Rückverstromungstechnologien für das Szenario Jahr 2050	410
Abbildung 5-103 Potenzielle Elektrolyseur Standorte in der Wasserstoff-Rückverstromungs-Pfadanalyse	414
Abbildung 5-104 Rückverstromungskraftwerk-Standorte und deren Versorgungsgebiete in der Pfadbetrachtung	419

Abbildung 5-105 Gewählter Salzkavernenstandort und zulässige Pipeline Trassen in der Wasserstoff-Rückverstromungs-Pfadbetrachtung.....	420
Abbildung 5-106 Stromeinzugsgebiet und Route des HGÜ Kabels in der Wasserstoff-Rückverstromungs-Pfadbetrachtung.....	421
Abbildung 5-107 Benötigte Überschussstrommengen in den optimierten Pfaden.....	424
Abbildung 5-108 Ausgewählte Landkreise/Städte und resultierendes Wasserstoff-Pipelinennetz	424
Abbildung 5-109 Komponentenspezifische Investitionen in den optimierten Pfaden	425
Abbildung 5-110 Komponentenspezifische Stromgestehungskosten in den optimierten Pfaden	426
Abbildung 5-111 Installierte Leistung der GuD-Rückverstromungskraftwerke, Speicherkapazität der Salzkavernen, genutzte Überschussstrommengen und Verlauf von Pipeline- und HGÜ-Trassen im kostenoptimalen Rückverstromungspfad („mit HGÜ, GuD“)	428
Abbildung 5-112 Jahresdauerlinie der aggregierten stündlichen Leistungen der GuD-Rückverstromungskraftwerke im kostenoptimalen Rückverstromungspfad mit HGÜ-Kabel.....	428
Abbildung 5-113 Installierte Leistung der GuD-Rückverstromungskraftwerke, Speicherkapazität der Salzkavernen, genutzte Überschussstrommengen und Verlauf von Pipeline-Trassen im kostenoptimalen Rückverstromungspfad („ohne HGÜ, GuD“)	429
Abbildung 5-114 Installierte EE-Leistung im Szenario-Jahr 2050, installierte Leistung der GuD Rückverstromungskraftwerke in NRW sowie deren jeweiliger Beitrag zur gesicherten Leistung	433
Abbildung 5-115 Pfadkomponenten für die dezentrale Nutzung von Wasserstoff.....	440
Abbildung 5-116 Durchschnittliche jährliche Einstrahlung auf eine horizontale Fläche [Land17b]	441
Abbildung 5-117 Mittlere Windgeschwindigkeiten in 125 m über Grund.....	442
Abbildung 5-118 Technische Kompressionsarbeit bei Wasserstoff.....	444
Abbildung 5-119 Brennstoffzellen-Schlepper	448
Abbildung 5-120 Alsterwasser, Hamburg	450
Abbildung 5-121 NEMO H2, Amsterdam.....	450
Abbildung 5-122 Beispiele für Spezialfahrzeuge	451
Abbildung 5-123 CityCat, Basel	452
Abbildung 5-124 Benötigte PV-Leistung in Abhängigkeit vom Anteil direkt genutztem Strom.....	454
Abbildung 5-125 Wasserstoff-Lagertanks	455
Abbildung 5-126 Peniche, Schiffstyp Karl-Vortische	456
Abbildung 5-127 GMS-Schiff Baden-Württemberg	457
Abbildung 5-128 Lastprofilbeispiel für ein Großmotorschiff	457
Abbildung 5-129 Lastprofilbeispiel für einen Koppelverband	458
Abbildung 5-130 Gesamtbetriebskosten für Batterie- und BZ-Flurförderzeuge	460
Abbildung 5-131 Vergleich von Wirkungsgraden für Beispielanwendungen	461

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 5-1 Kennzahlen der untersuchten Industriesektoren; Quellen: [Euro15, Gesa16, Verb17, Vere18, Wirt16] und Internes Wissen auf Basis von Interviews	199
Tabelle 5-2 Geschätzter Lastmanagement-Effekt in Nordrhein-Westfalen in 2050.	206
Tabelle 5-3 Elektrodenkessel Leistungsdaten einiger Hersteller	213
Tabelle 5-4 Wärmebedarfsdichten: Annahmen zur Fallunterscheidung theoretisches vs. ökonomisches Fernwärmepotenzial	216
Tabelle 5-5 Annahmen für die Gebäudewärmebedarfssenkung 2005 bis 2050, eigene Darstellung	217
Tabelle 5-6 Abgeleitete Szenarien für den zukünftigen Wärmebedarf, eigene Darstellung	218
Tabelle 5-7 Ergebnistabelle des Wärmebedarfs für Haushalte und GHD 2015 in potenziellen Fernwärmeversorgungsgebieten der Regierungsbezirke in NRW und abgeleitete Potenziale für leitungsgebundene Wärmeversorgung.....	227
Tabelle 5-8 Ergebnistabelle des Wärmebedarfs 2050 in potenziellen Fernwärmeversorgungsgebieten der Regierungsbezirke in NRW, Leitszenario	231
Tabelle 5-9 Ergebnistabelle des Wärmebedarfs 2050 in potenziellen Fernwärmeversorgungsgebieten der Regierungsbezirke in NRW, Klimaschutzszenario	235
Tabelle 5-10 Ergebnistabelle des Wärmebedarfs 2050 in potenziellen Fernwärmeversorgungsgebieten der Regierungsbezirke in NRW, Szenario: Energieziel 2050	239
Tabelle 5-11 Zusammenfassung aller Ergebnisse der Wärmebedarfsberechnungen sowie der Hochrechnung der Fernwärmepotenziale bzw. maximalen Power-to-Heat-Potenziale in NRW	240
Tabelle 5-12 Gliederung, technische Kenndaten und Anwendungsbeispiele für PtH-Technologien, Quellen: Eigene Zusammenstellung, basierend auf [Pfei13]/ [PHPO13]/[Vape18]	252
Tabelle 5-13 Technische Elektrifizierungspotenziale industrieller Branchen für unterschiedliche Temperaturbereiche, Quelle: [Gumi15, S.41 ff.], eigene Übersetzung und Ergänzungen	262
Tabelle 5-14 Übersicht über den tatsächlichen und den (teil-)modellierten industriellen Energiebedarf in TWh/a für Strom, Brennstoffe und Dampf und daraus abgeleitete technische Elektrifizierungspotenziale	264
Tabelle 5-15 Übersicht über technische Elektrifizierungspotenziale nach Branchen	264
Tabelle 5-16 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Power-to-Heat am Beispiel elektrischer Dampferzeuger (TWh Endenergie Dampf)	266
Tabelle 5-17 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Power-to-Heat am Beispiel elektrischer Dampferzeuger (absolute Werte der Dampferzeugung aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)	266
Tabelle 5-18 Entwicklungsstadien für PtH-Anwendungen für elektrisch erzeugten Dampf (Querschnittstechnologie) und als Brennstoffersatz für sechs beispielhafte Branchen	268
Tabelle 5-19 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Power-to-Heat (elektrischer Dampferzeuger) in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (Erdgaskessel)	273
Tabelle 5-20 Spezifische THG-Emissionsfaktoren für den Strommix, Quelle: eigene Berechnungen mit Emissionsdaten aus [RMEB15]	274
Tabelle 5-21 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Power-to-Heat (elektrischer Dampferzeuger) in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (Erdgaskessel)	275
Tabelle 5-22 Primärenergiefaktoren (PEF) für den Strommix und für Erdgas in den Klimaschutzszenarien, Quelle: [RMEB15]	276

Tabelle 5-23 Übersicht: Kennzahlen der 10 Landkreise/Städte in NRW mit dem höchsten Gewichtungsfaktor	291
Tabelle 5-24 Räumliche Tankstellenabdeckung der Gemeinde in Abhängigkeit des Stadt- und Gemeindetyps	297
Tabelle 5-25 Allgemeine ökonomische und technische Parameter	300
Tabelle 5-26 Technische und ökonomische Annahmen zur Produktion	301
Tabelle 5-27 Ökonomische und technische Annahmen der Speicherung	302
Tabelle 5-28 Ökonomische und technische Annahmen der Konversionsschritte	303
Tabelle 5-29 Technische und ökonomischen Annahmen der Wasserstoffpipeline und der LKW (Zugmaschine)	304
Tabelle 5-30 Technische und ökonomischen Annahmen der Tank-LKW	305
Tabelle 5-31 Technische und ökonomische Annahmen der Tankstellen	306
Tabelle 5-32 Kennzahlen für die Szenarien und ausgewählten Technologiepfade für die Pfadbetrachtung „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“	315
Tabelle 5-33 Vergleich unterschiedlicher Speichersysteme und Produktoptionen	336
Tabelle 5-34 Produktlinien, Primär- und Folgeprodukte für CO ₂ und Wasserstoff	346
Tabelle 5-35 Ergebnis: Anzahlen qualifizierter Standorte für PtG-Anlagen an Umspannwerken mit lokaler EE-Produktion in NRW	366
Tabelle 5-36 Ergebnis: Anzahlen qualifizierter Standorte für PtG-Anlagen an Umspannwerken mit lokaler EE-Produktion in den deutschen Bundesländern.....	374
Tabelle 5-37 Bezugskosten von Konkurrenzenergieträgern ohne Steuern	389
Tabelle 5-38 Überblick über bereits existierende großtechnische Wasserstoffspeicher	404
Tabelle 5-39 Derzeit verfügbare Gasturbinen mit hohem Wasserstoffanteil im Brenngas	406
Tabelle 5-40 Vergleich weiterer technischer Kriterien zur Auswahl der Rückverstromungstechnologien.....	411
Tabelle 5-41 Übersicht über die Landkreise/Städte in Norddeutschland mit den höchsten Überschussstrommengen	413
Tabelle 5-42 Übersicht über die Landkreise und Städte in Nordrhein-Westfalen mit den höchsten jährlichen positiven Residualenergiemengen.....	415
Tabelle 5-43 Übersicht über Städte/Landkreise für die ein KWK-Potenzial in der Wasserstoff-Rückverstromungs-Pfadanalyse identifiziert wurde.....	416
Tabelle 5-44 Übersicht über alle derzeit installierten Stein- und Braunkohlekraftwerke auf Landkreisebene	416
Tabelle 5-45 Übersicht über die aggregierten Versorgungsgebiete der Wasserstoffrückverstromungskraftwerke	418
Tabelle 5-46 Übersicht der technologiespezifischen Parameter als Ergebnisse der Optimierung	422
Tabelle 5-47 Motorbetriebene KWK-Anlagen mit Wasserstoff	447
Tabelle 5-48 Pro und Contra BZ-MH-Fahrzeuge.....	449
Tabelle 5-49 Szenario Einfamilienhaus	453
Tabelle 5-50 Annahmen für ein Beispiel-Gewerbegebiet.....	455
Tabelle 5-51 Kostenvergleich zwischen Wasserstoff- und Batteriesystem	459

ABKÜRZUNGEN

AAS	Atomabsorptionsspektroskopie (atom absorption spectroscopy)
AEL	Alkalischer Elektrolyseur
AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
AGS	Amtlicher Gemeindeschlüssel
AHP	Analytische Hierarchieprozesse (Analytical-Hierarchy-Processes)
ARA	Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDH	Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie
BEV	Batteriebetriebenes Elektrofahrzeug (Battery Electric Vehicle)
BL	Bundesländer
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BZ	Brennstoffzelle
CAPEX	Investitionsausgaben (Capital Expenditure)
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon-Capture-and-Storage
CCU	Carbon-Capture-and-Utilisation
CH ₄	Methan
CH ₃ OH	Methanol
CNG	Komprimiertes Erdgas (Compressed Natural Gas)
CO	Kohlenstoffmonoxid
COP	Coefficient of Performance
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CSP	Concentrated Solar Power
DE	Deutschland
DME	Dimethylether
DMTO	Dimethylether-To-Olfin
DSI	Lastintegration (Demand Side Integration)
DSM	Lastmanagement (Demand Side Management)
EAF	Elektro-Lichtbogenöfen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEX	Europäische Energiebörse (European Energy Exchange)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
eq	Äquivalent
FCV	Fahrzeug mit Brennstoffzellen-Antrieb (Fuel Cell Vehicle)
FCEV	Hybrid-Fahrzeug mit Brennstoffzellen-Antrieb (Fuel Cell Electric Vehicle)
FW	Fernwärme
Fz	Fahrzeug
GDRMA	Gas-Druckregel- und Mischanlage
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GT	Gasturbine
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
HT	Hochtemperatur
IBN	Inbetriebnahme
IKW	Industriekraftwerken
IWU	Institut für Wohnen und Umwelt
HEV	Hybridfahrzeug (Hybrid Electric Vehicle)

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KOH	Elektrolyt Kaliumhydroxid
LANUV	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz
LH ₂	Flüssiger Wasserstoff (Liquid Hydrogen)
LKW	Lastkraftwagen
LMM	Lastmanagement
LNF	Leichtnutzfahrzeug
LNG	Flüssiges Erdgas (Liquid Natural Gas)
LOHC	Chemischer Wasserstoffspeicher (Liquid Organic Hydrogen Carriers)
MCA	Multikriterielle Analyse
MOP	Maximal Operating Pressure
MST	Minimum Spanning Tree
MTG	Methanol-To-Gasoline
MX ₂	Metallhalogeniden
N ₂	Stickstoff
NEP	Netzentwicklungsplan
NMC	Mesoporöser Kohlenstoff
NO _x	Stickoxide
O ₂	Sauerstoff
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OH	Hydroxidionen
OME	Oxymethylenether
OSM	Open Street Map
OPEX	Betriebskosten (Operational Expenditures)
PEF	Primärenergiefaktor
PEMEL	Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur (polymer electrolyte membrane electrolyzer)
PEMFC	Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (Polymer Electrolyte Fuel Cell)
PHEV	Plug-in-Hybridfahrzeug (Plug-In Electric Vehicle)
PRL	Primärregelleistung
PtC	Strom-zu-Chemikalien (Power-to-Chemicals)
PtG	Strom-zu-Gas (Power-to-Gas)
PtH	Strom-zu-Wärme (Power-to-Heat)
PtF	Strom-zu-Treibstoffen (Power-to-Fuels)
PtX	Überbegriff für alle Strom-zu-... (Power-to-X) Technologien
PV	Photovoltaik
RES	Renewable Energy System
SGK	Stromgestehungskosten
SiC	Siliziumcarbid
SNG	Synthetisches Erdgas (synthetic natural gas)
SOFC	Oxidkeramische Brennstoffzelle (Solid Oxid Fuel Cell)
SOEL	Hochtemperaturelektrolyseur
SRL	Sekundärregelleistungsabruf
TEP	Theoretische industrielle Elektrifizierungspotenziale
THG	Treibhausgas
TRL	Technischer Reifegrad (engl. Technology Readiness Level)
TTW	Tank-zu-Rad (Tank-to-Wheel)
TPR	Temperatur-Programmierte Reduktion
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
WEA	Windenergieanlage
WEO	World Energy Outlook
WLD	Wärmeleitfähigkeitsdetektor
WP	Wärmepumpe
WTT	Quelle-zu-Tank (Well-to-Tank)
WTW	Quelle-zu-Rad (Well-to-Wheel)
ÜSS	Überschussstrom
XRD	Röntgendiffraktion (X-ray diffraction)

5. POTENZIELLE PFADE DER ENERGIEWENDE

5.1. PFAD 1: LASTMANAGEMENT IN DER INDUSTRIE

bearbeitet durch: ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, Köln (EWI)

Lastmanagement (engl. Demand Side Management, DSM) beschreibt die Möglichkeit durch Lastverzicht oder Lastverschiebung die Stromnachfrage den temporären Gegebenheiten auf der Angebotsseite anzupassen. Dies geschieht in Form einer Reaktion des Konsumenten auf vergleichsweise hohe bzw. niedrige Strompreise. Im Rahmen dieses Projekts wurden aktuelle und zukünftige DSM-Potenziale in Deutschland bestimmt. Dabei wird zwischen technisch möglichem und erschlossenem Potenzial unterschieden, wobei das erschlossene Potenzial den wirtschaftlich nutzbaren Anteil des technischen Potenzials ausmacht.

Aufgrund deutlich geringerer Lasten und kürzerer Anwendungsdauer relevanter Anlagen sowie dem Mangel an benötigter Technik zur Prozesssteuerung, ist das DSM-Potenzial im Haushaltssektor trotz hoher Gesamtkapazität sehr gering. Daher liegt der Hauptfokus auf der Erschließung von Potenzialen im Industriesektor. Infolgedessen wurden die DSM-Potenziale der folgenden energieintensiven Schlüsselindustrien geschätzt: Aluminium, Zement, Papier, Stahl und Chlor. Zur Bezifferung des technischen DSM-Potenzials im Industriesektor wurden verfügbare Daten bezüglich Auslastung, Stromverbrauch sowie Produktionsvolumen und -kapazität der jeweiligen Branchen genutzt. Laut aktuellen Studien liegt das deutsche DSM-Potenzial in 2030 bei 4 GW, durch eine Fortführung dieser Entwicklung wird in dieser Studie von einer Steigerung bis auf 5 GW in 2050 ausgegangen.

Die geschätzten Potenziale wurden zur Bewertung der zukünftig möglichen Anwendung in das am EWI entwickelte Energiesystemmodell DIMENSION integriert. Für 2050 ergibt sich ein DSM-Effekt (verschobene Last) von 5.464 GWh für ganz Deutschland, wobei die Papierindustrie aufgrund hoher installierter Leistung und relativ geringer Auslastung mit 34% den größten Anteil ausmacht. Des Weiteren werden die Ergebnisse für die fünf Schlüsselindustrien auf NRW-Ebene skaliert, anteilig nach den heutigen Produktionsvolumen der einzelnen Industrien in NRW. Dabei zeigt sich, dass der DSM-Effekt in NRW bei 2.006 GWh liegt. Die Aluminiumherstellung alleine macht bereits 775 GWh aus, während in der Zementindustrie nur 109 GWh verschoben werden und in den anderen drei Schlüsselindustrien Ergebnisse zwischen 311 und 422 GWh erzielt werden.

5.1.1 PFADBESCHREIBUNG

5.1.1.1 DAS KONZEPT

Das Konzept des Lastmanagements im Projekt bezieht sich auf die preiselastische Nachfrage, für die es technisch möglich ist, entweder an Märkten oder an anderen Lastmanagementoptionen teilzunehmen (z.B. vom Systembetreiber). Ob ein technisches Potenzial der Nachfrageseite tatsächlich auf dem Markt realisiert wird oder nicht, unterliegt sowohl wirtschaftlichen Anreizen als auch dem Konsumverhalten. Darüber hinaus hängt die tatsächliche Nutzung der Nachfragesteuerung hauptsächlich von finanziellen Anreizen ab.

DSM ist nicht für die gesamte Stromnachfrage realisierbar, nur die preiselastische und technisch erreichbare Nachfrage kann zu Zwecken des Lastmanagements eingesetzt werden.

Es gibt zwei Möglichkeiten für die Realisierung des Lastmanagements: Lastverzicht oder Lastverschiebung. Im Falle des Lastverzichts findet kein Stromverbrauch statt. Bei der Lastverschiebung kann der Verbraucher von der Preisdifferenz zwischen den Zeitpunkten von Lastabsenkung und Lasterhöhung profitieren.

Technisch können Lastverschiebung und Lastverzicht mit demselben Prozess durchgeführt werden. Ein Prozess wird normalerweise durch die installierte Leistung eingeschränkt. Eine Laststruktur ist notwendig, um das Muster des Strombedarfs zu definieren. Zusammen mit einem prozentualen Faktor, der Auskunft über die Lasterhöhung oder -reduktion gibt, kann das stündliche Potenzial eines Prozesses bestimmt werden. Dieses Potenzial wird im Laufe der Zeit durch die Länge der Laststeigerung, -reduktion, -regenerierung oder -balance weiter eingeschränkt. Die unterschiedlichen Beschränkungen basieren sowohl auf technischen als auch auf wirtschaftlichen Gründen.

Lastmanagement steht im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen auf dem Strommarkt und ist somit nicht immer wirtschaftlich rentabel.

5.1.1.2 EINSATZBEREICHE

In jedem Sektor (Haushalte, GHD und Industrie) sind mehrere Prozesse, die für das Lastmanagement potenziell wichtig und geeignet sind, zu finden. Im Haushaltssektor wird DSM in Heizungs- und Kühlungsprozessen sowie Haushaltsgeräten eingesetzt. In Industrie und Gewerbe befindet sich das DSM-Potenzial in den energieintensiven Produktionsprozessen.

Das technische Potenzial des Lastmanagements ist das technisch realisierbare Potenzial, ohne Berücksichtigung von wirtschaftlichen oder anderen Hemmnissen, die für eine Umsetzung wichtig sind. Das technische Potenzial ergibt sich aus dem Leistungsbedarf relevanter Anwendungen.

Das erschlossene Potenzial stellt einen Teil des technischen Potenzials dar. Dieses besteht aus allen Lastreduktionen und Lasterhöhungen, die für die Nutzer wirtschaftlich und technisch realisierbar sind. Es bezeichnet den (geschätzten) Anteil der installierten Leistung, durch den eine Nachfrageanpassung erfolgen kann. Dieser variiert über die Zeit, entsprechend den Annahmen bezüglich der Erschließung des zukünftig wirtschaftlichen DSM-Potenzials und der Entwicklung von DSM-Technologien (z.B. IT-Systeme).

Die Schätzung des technischen Potenzials der Prozesse unterscheidet sich aufgrund der unterschiedlichen Prozesseigenschaften. Top-Down- und/oder Bottom-Up-Ansätze können zur Bestimmung des technischen Potenzials herangezogen werden.

Trotz hoher Gesamtkapazität der Anwendungen und Geräte ist das umsetzbare DSM-Potenzial im Haushaltssektor relativ niedrig, da die Einsatzzeiten der Anlagen in den Haushalten sehr kurz sind. Die starke Diskrepanz zwischen technischem und umsetzbarem Potenzial ist jedoch insbesondere auf die mangelnde Akzeptanz und den vergleichsweise großen Aufwand zur Erschließung der Steuerungs- und Kommunikations-Infrastruktur zurückzuführen.

In Industrie und Gewerbe sind Lastmanagementpotenziale deutlich einfacher erschließbar, da es sich um größere Lasten handelt und eine Prozesssteuertechnik in den meisten Fällen bereits vorhanden ist. Im Fokus dieser Pfadanalyse liegt das Lastmanagement in der Industrie als Sektor mit dem größten erschließbaren Potenzial.

Im Weiteren werden Prozesse berücksichtigt, bei denen Stromverbrauch und Stromkosten signifikant sind oder bei denen eine Lastverschiebung ohne wesentliche Beeinflussung von Produktionsprozessen möglich ist.

Für jeden in der Untersuchung betrachteten DSM-fähigen Prozess im Industriebereich wird nachfolgend eine kurze Beschreibung sowie ein Überblick über Schätzverfahren und wichtigste Annahmen dargestellt. Für alle Prozesse werden die installierte Leistung, der Stromverbrauch, das Lastprofil sowie die technischen Parameter für Zu- und Abschlüsse betrachtet.

5.1.1.3 TENDENZEN IN ENTWICKLUNG VON DSM-POTENZIAL IN DEUTSCHLAND

Laut dem zentralen Szenario NEP B (Transformationsszenario) des Netzentwicklungsplans [HATT17] liegt die zur Verfügung stehende DSM-Kapazität in 2030 in Industrie und GHD bei 4 GW. Die zwei weiteren Szenarien NEP A (Konservatives Szenario) und NEP C (Innovationsszenario) bemessen die Kapazität des Lastmanagements mit respektive 2 und 6 GW.

Die Studie „Strommarkt in Deutschland“, 2014 von Frontier Economics [Fron14] betrachtet zwei Szenarien für die Erschließung des DSM-Potenzials. In der „konservativen“ Schätzung liegt dieses in der Industrie zum Jahr 2030 bei 4 GW und bei ca. 7 GW in der „hohen“ Schätzung.

Der Einsatz dieser Potenziale in Form von verschobenen Lasten wird in der aktuellen Literatur wenig betrachtet. Innerhalb dieses Pfades wird der Einsatz des DSM-Potenzials anhand einer Modellierung errechnet und mit Bezug auf die ausgewählten Industriebranchen analysiert.

5.1.2 LASTMANAGEMENT IN DER INDUSTRIE

Im Rahmen des Projektes werden die energieintensiven Industrien untersucht und ihr technisches Lastmanagement-Potenzial geschätzt. Zu diesem Zweck werden folgende Industrien betrachtet: Aluminium (Elektrolyse von Primär-Aluminium), Zement, Papier, Stahl, Chlor-Produktion.

Innerhalb der Industriebereiche werden Stand-Alone-Prozesse und Querschnittsprozesse betrachtet. Das technische Potenzial von eigenständigen Prozessen wird durch Bottom-Up-Ansätze bewertet. Das zukünftige technische Potenzial ist unter anderem abhängig von wirtschaftlichen Entwicklungen – z.B. Nachfrage- oder Faktorkosten – und ist anhand dieser Faktoren schwer abzuschätzen. Im Fokus stehen daher absehbare regulatorische Restriktionen und technische Verbesserungen.

Im Rahmen dieses Projektes wird nur die Lastverschiebung und Optimierung der Last gegenüber der Spotmarktpreise betrachtet. Dabei handelt es sich um die Prozesse, deren Last ohne qualitative oder quantitative Verluste verschoben werden kann.

Zur Bestimmung des technischen Potenzials werden für alle Prozesse die jeweiligen Produktionsmengen und/oder -kapazitäten (je nach Verfügbarkeit von Daten) sowie deren Auslastung und Stromverbrauch zur Herstellung für das Referenzjahr 2015 errechnet. Auf Grundlage der Annahmen zur Effizienzsteigerung der Produktionsprozesse und entsprechender Senkung des Stromverbrauchs wird das technische Potenzial für das Jahr 2050 ermittelt. Für die weitere Modellierung des Einsatzes des Lastmanagements in der Industrie werden auch die gemittelten Lastprofile für jeden Prozess sowie auch die zulässigen Rahmen der Lastsenkung und -erhöhung angegeben.

5.1.2.1 ALUMINIUM

Bei der Aluminiumherstellung, als ein Prozess mit Lastmanagementpotenzial, handelt es sich um die Erzeugung von Primär-Aluminium aus Bauxit mittels Elektrolyse [Klob07].

Die Jahresproduktion von Primär-Aluminium betrug im Jahr 2015 in Deutschland 541,1 Tausend Tonnen [Gesa16], das entspricht einer Auslastung der Produktionskapazitäten von ca. 87 % [Alum15]. Es wird anhand der Prognosen der Industrieentwicklung angenommen, dass die zwei Parameter bis 2050 auf diesem Niveau bleiben.

Der Herstellungsprozess läuft kontinuierlich sowie ganzjährig mit einer hohen Auslastung von rund 90 %. Ca. 15 % Lastsenkung sind theoretisch realisierbar. Der Raum für die Lasthöhung ist jedoch,

aufgrund der hohen Gesamtauslastung, relativ gering, was den Einsatz von Lastmanagement beschränkt [Eige00a].

Im Jahr 2015 wies die Produktion von Primär-Aluminium mittels Elektrolyse-Verfahren einen durchschnittlichen spezifischen Stromverbrauch von 14,25 MWh/t auf [Eige00a]. Bis zum Jahr 2050 wird auf Grundlage der Studie „Lage und Zukunft der deutschen Industrie“ [BKSS16] eine extrapolierte Effizienzsteigerung angenommen, die den spezifischen Stromverbrauch für die Aluminium-Elektrolyse auf 13,4 MWh/t senkt.

Damit ergibt sich eine installierte für DSM-Zwecke geeignete Leistung in dieser Branche von ca. 1.135 MW und perspektivisch 1.067 MW in 2050.

5.1.2.2 ZEMENT

In der Zementproduktion sind die Mühlen, welche zunächst die Rohstoffe und später den Zement bearbeiten, für Lastmanagement geeignet. Die Rohstoffmühlen werden für das Schleifen von Kalk oder Lehm verwendet. Es entsteht die sog. Rohmischung. In der anschließenden Prozessphase werden die Mühlen durch Schleifen von Klinker mit Zusätzen zur Herstellung des Endprodukts – Zement – verwendet.

Die durchschnittliche Auslastung beträgt ca. 40 % [Eige00b]. Das Potenzial für Lastabsenkung bei den Mühlen beträgt 100 %, da sie technologisch komplett abschaltbar sind [Eige00c].

Es wurden im Jahr 2015 ca. 31.160 Tausend Tonnen Zement in Deutschland produziert [Vdz18]. Der spezifische Stromverbrauch für diese Anlagen beträgt heute 35 kWh/t. Bis 2050 wird eine Effizienzsteigerung auf 33 kWh/t angenommen.

Daraus ergibt sich eine installierte Leistung in dieser Branche von ca. 800 MW bzw. 740 MW in 2050.

5.1.2.3 PAPIER

Die Papierproduktion zählt ebenfalls zu den stromintensiven Industriebereichen. Für das Lastmanagement geeignete Prozessschritte werden wie folgt identifiziert: Papierveredlung, Verarbeitung mit Papiermaschinen und Herstellung von gestrichenem Papier. Der Papierproduktionsprozess startet mit der Zellstoffproduktion, in der sowohl die chemische Verarbeitung als auch die Aufwendung mechanischer Kräfte in den Raffineriemaschinen zum Einsatz kommen. Der Zellstoff wird dann in der Papiermaschine durch Erwärmung und Trocknung in das nichtgestrichene Papier umgewandelt. Dieses wird anschließend zur Erzeugung von Papier aller Sorten gestrichen oder satiniert [Eige00c].

Papierbeschichtung und Kalandrieren von Papier (wenn dies von der Papiermaschine unabhängig ist) sind komplett flexibel. Papiermaschinen haben ein Reduktionspotenzial von 15 % [Eige00c]. Die Last von Raffineriemaschinen kann um 60 % abgesenkt werden. Papiermaschinen haben eine hohe Auslastung von durchschnittlich ca. 90 %. Raffineriemaschinen und Kalandrieren werden mit einer durchschnittlichen Auslastung von ca. 30 % bzw. 50 % eher nicht intensiv genutzt. Die spezifischen Stromverbräuche sind 1.957 kWh/t bei Raffineriemaschinen, 556 kWh/t bei Papiermaschinen, 240 kWh bei Recycling und 105 kWh/t bei Papierbeschichtung und Kalandrieren von Papier. Es ergibt sich ein technisches Potenzial von 2.513 MW im Jahr 2050 [Eige00c].

5.1.2.4 STAHL

In der Stahlindustrie wird Strom in Elektrolichtbogenöfen zum Schmelzen von Stahl eingesetzt. In diesem Prozess wird Wärme mit Induktionsmitteln generiert, um den Eisenschrott zu schmelzen. Die verschiebbare Last wird auf ca. 60 % geschätzt. Eine Effizienzsteigerung in Form von einer zeitlichen Reduktion des spezifischen Stromverbrauchs wird berücksichtigt, allerdings steigt die gesamte Stromnachfrage der Stahlindustrie wegen steigender Stahlproduktion und Verwendung von Elektrolichtbogenöfen. Die Auslastung ist konstant und liegt bei 90 % [Eige00d].

In 2015 wurden in Deutschland 42.676 Tausend Tonnen Stahl erzeugt [Euro16]. Davon wurde ca. ein Drittel im Elektrolichtbogenofen produziert [Wirt16]. Die spezifischen Stromverbräuche belaufen sich auf die Werte von 500 kWh/t in 2015 und durch Effizienzsteigerung auf 450 kWh/t in 2050. Daraus ergibt sich ein technisches Potenzial von 1.058 MW für das Jahr 2050 [Eige00d].

5.1.2.5 CHLOR

Chlor ist nicht in der Natur vorhanden, es wird aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse mit der Diaphragma-, Amalgam- oder Membran-Methode hergestellt. In 2020 wird die Amalgam-Methode durch die Membran-Methode ersetzt, die dann die einzige für Lastmanagement geeignete Technologie ist, da die Eigenschaften der Diaphragma-Methode kein Lastmanagement ermöglichen. Der flexible Teil der Chlor-Alkali-Elektrolyse beträgt ca. 60 % und der Prozess läuft mit relativ konstanter Auslastung [Eige00e].

Die Produktionskapazität der Chlorbranche in Deutschland lag im Jahr 2015 bei 5.113 Tausend Tonnen [Euro15]. Davon gehören der Amalgam- und Membran-Methode 3.648 Tausend Tonnen pro Jahr.

Der spezifische Stromverbrauch für diese Anlagen variiert sich stark in den Quellen. Es wird hier der Energieverbrauch von 2.624 kWh/t angenommen. Bis 2050 wird auf Grundlage der Studie „Lage und

Zukunft der deutschen Industrie“ eine extrapolierte Effizienzsteigerung auf 2.480 kWh/t angenommen [BKSS16]. Daraus ergibt sich ein technisches Potenzial von 1.148 MW im Jahr 2050.

5.1.3 ANNAHMEN DES ILLUSTRATIVEN SZENARIOS

Die DSM-Analyse in diesem Pfad wird anhand eines illustrativen Szenarios vorgenommen, welches von einem starken Ausbau erneuerbarer Energie ausgeht. Auf Basis dieses Szenarios wird eine Analyse des Einsatzes von Lastmanagement im Szenario-Jahr 2050 durchgeführt. Im Folgenden werden die Annahmen zu der Kapazitäts- und Strommixentwicklung sowie zu der Erschließung des DSM-Potenzials dargestellt.

In dem illustrativen Szenario steigt die installierte Nettoleistung bis zum Jahr 2050 auf 340 GW. Die Kapazität der erneuerbaren Energien liegt bei 275 GW (über 80 %).

Es wird eine Steigerung der gesamten Stromnachfrage auf 687 TWh im Jahr 2050 unterstellt. Davon werden 220 TWh von sogenannten Power-to-Gas(PtG)- und Power-to-Heat(PtH)-Anlagen konsumiert. Durch die Erzeugung aus den erneuerbaren Energien werden 583 TWh (über 90 %) der gesamten Stromnachfrage gedeckt, weitere 109 TWh werden aus den benachbarten Ländern nach Deutschland importiert. Die Differenz zwischen der gesamten Stromnachfrage und der inländischen Erzeugung plus Importe ergibt sich aus den Verlusten beim Einsatz von Speichertechnologien.

Im Rahmen dieser Pfadanalyse wird das entwickelte (erschlossene) Lastmanagement-Potenzial als Anteil der installierten Leistung (technisches Potenzial), mit der eine Nachfrageanpassung erfolgen kann, definiert. Dieser Anteil steigt über die Zeit durch Annahmen bezüglich der Entwicklung der IT-Technologie zur erforderlichen Kommunikation und Steuerung der Produktionsprozesse.

Darüber hinaus ist das entwickelte (erschlossene) DSM-Potenzial von der Bereitschaft der Marktteilnehmer abhängig, sich auf Laststeuerung einzulassen. Aufgrund technologischer und verhaltensbedingter Unwägbarkeiten ist die nachfolgende Abschätzung des entwickelten Potenzials für den Zeithorizont bis 2050 mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

Im industriellen Bereich werden am ehesten DSM-Potenziale für Stand-Alone-Prozesse entwickelt. Generell ist Strom ein wichtiger Kostenfaktor für diese Prozesse. Zusätzlich ist hier eine höhere steuerungstechnische Kontrolle vorhanden und die installierte Leistung pro Prozess ist im Vergleich zu anderen Bereichen relativ hoch. Daher erscheint es plausibel, dass ein relativ großer Anteil dieser Prozesse dem Lastmanagement zugänglich gemacht wird.

Querschnittstechnologien wie Kühlungen, Lüftungen oder Druckluftanwendungen sind auf diverse Branchen aus dem GHD-Sektor verteilt. Die Bedeutung der Stromkosten sowie die technische Zugänglichkeit und Nützlichkeit bzw. Bereitschaft können stark variieren.

Mehrere Studien beziehen sich auf den heutigen Stand des Lastmanagements sowie dessen Entwicklung in der nächsten Dekade. Die Entwicklung des Lastmanagements bzw. Erschließung seines Potenzials in der langfristigen Perspektive bis zum Jahr 2050 werden jedoch nicht geschätzt.

Die geschätzte erschlossene DSM-Leistung in der Industrie (manchmal auch inklusive GHD) im Jahr 2030 liegt in den meisten Studien bei ca. 4 GW. Dies entspricht laut Auswertungen des EWI dem gesamten technischen DSM-Potenzials einem Erschließungsgrad von ca. 48% für das Jahr 2030. Im Folgenden wird angenommen, dass sich die steigende Tendenz der Erschließungssteigerung nach diesem Jahr fortsetzen wird. Dieser Trend wird im Weiteren bis zum Jahr 2050 extrapoliert. Daraus ergibt sich in diesem Jahr ein Erschließungsgrad von 76%. Mögliche Differenzen in der Erschließung zwischen verschiedenen Branchen lassen sich den verfügbaren Quellen nicht entnehmen. Deshalb wird für alle Branchen die gleiche Entwicklung der Erschließungssteigerung angenommen. Der Erschließungsgrad von 76% ergibt eine gesamte erschlossene DSM-Leistung von rund 5 GW im Jahr 2050. Die DSM-Potenziale einzelner Branchen werden in Abbildung 5-1 und Tabelle 5-1 angegeben.

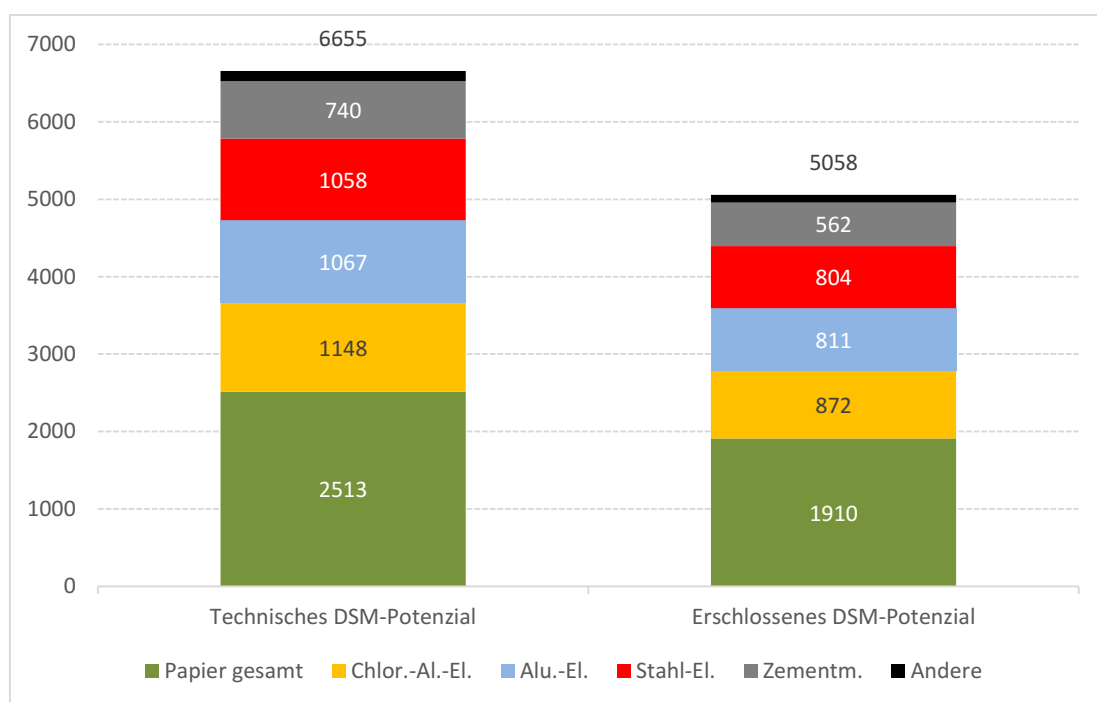


Abbildung 5-1 Technisches und erschlossenes Lastmanagementpotenzials in Deutschland, 2050 in MW

Diese Potenziale werden zur Modellierung genutzt, um den Einsatz der DSM-Leistung einzelner Branchen unter Berücksichtigung ihrer Lastprofile, Auslastung und Lastabweichungsmöglichkeiten zu errechnen.

Tabelle 5-1 Kennzahlen der untersuchten Industriesektoren; Quellen: [Euro15, Gesa16, Verb17, Vere18, Wirt16] und Internes Wissen auf Basis von Interviews

Branche	Prozess	Produktion, in Tausend Tonnen	Spezifischer Stromverbrauch, in kWh/t		Durch- schnittliche Kapazitäts- auslastung
		2015	2015	2050	
Aluminium	Aluminium- Elektrolyse	541 (GDA, 2016)	14,3	13,4	89%
Zement	Zementmühlen	31.160 (VDZ, 2018)	35	33	40 %
Papier	Papiermaschine	22.602 (VDP, 2017)	556	466	90 %
	gestrichenes Papier	4.275 (VDP, 2017)	105	95	50 %
	Raffinerie- maschinen	1.608 (VDP, 2017)	1.957	1.439	80 %
	Papierrecycling	15.301 (VDP, 2017)	240	205	50 %
Stahl	Elektrolichtbogen- ofen	14.000 (Stahl, 2016)	500	450	86%
Chlor	Chlor-Alkali- Elektrolyse	2.814 (Euro Chlor, 2015)	2.624	2.445	90 %

5.1.4 METHODIK UND MODELLBESCHREIBUNG

Die Modellrechnungen im Rahmen des Pfades Lastmanagement erfolgen auf Basis des am EWI entwickelten Strommarktmodells „DIMENSION“. Bei dem DIMENSION-Modell handelt es sich um ein dynamisches lineares Investitions- und Dispatchmodell des europäischen Elektrizitätssystems. Lastmanagement wird in Form eines Moduls innerhalb des Modells realisiert und wurde im Rahmen des Projekt-Pfades weiterentwickelt. Das DSM-Modul stellt eine mathematische Interpretation der Funktionsweise des Lastmanagements dar und ergänzt durch seine DSM-Parameter besagtes DIMENSION-Modell.

Entsprechend der Anforderungen ist der Analysehorizont bis auf das Jahr 2050 ausgelegt worden. Für diese Periode werden Stilllegung und Inbetriebnahme von Anlagen gemäß der entsprechenden Technologie berechnet. Anlagen werden stillgelegt, sobald das Ende der technischen Lebensdauer erreicht ist, oder aber deren Betrieb sich aus kostenoptimaler Sicht nicht mehr rentiert. Inbetriebnahmen hingegen werden getätigt, um die Nachfrage decken und ein bestimmtes Versorgungssicherheitsniveau gewährleisten zu können, wobei jeweils die kostenoptimale Alternative

gewählt wird. Angebot und Nachfrage müssen auf dem Elektrizitätsmarkt zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen, wobei der Austausch mit Nachbarregionen berücksichtigt wird.

Fluktuierende Größen (d.h. die Last sowie Erzeugungsmengen erneuerbarer Energien) werden über repräsentative Typtage betrachtet, deren Anzahl je nach Detaillierungsgrad flexibel gewählt werden kann. Jeder dieser Tage kann in bis zu 24 Stunden unterteilt werden. Die Erzeugung fluktuierender erneuerbarer Energien wird über repräsentative Typtage auf Basis stündlicher meteorologischer Windgeschwindigkeits- und Solarstrahlungszeitreihen im Modell abgebildet. Da Windgeschwindigkeits- und Solarstrahlungswerte lokal stark variieren, wird hierbei eine regionale Auflösung verwendet, die über die Anzahl der Marktregionen hinausgeht. Weiterhin bildet das Modell die charakteristischen Eigenschaften der erneuerbaren Stromerzeugung ab.

Zu jeder Zeit muss die Last einer jeden Marktregion durch ausreichend hohe Erzeugung bedient werden. Ausländische Erzeugung kann nur unter Berücksichtigung der Kuppelkapazitäten die inländische Last decken. Annahmen bezüglich der künftigen Entwicklung des Lastniveaus basieren z.B. auf einer marktregionenspezifischen Analyse von Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstumsprognosen, die zusätzlich auch effizienzsteigernde Maßnahmen bzw. Technologien berücksichtigen.

Als Output einer Simulationsrechnung liefert das DIMENSION-Modell detaillierte Informationen über die Entwicklung des europäischen Kraftwerks- und Speichereinsatzes sowie über die (kostenminimalen) Zubauentscheidungen. Über die Variation von Inputparametern, beispielsweise durch die Veränderung einer Regulierungsmaßnahme oder eine sich verändernde Netzinfrastruktur, kann deren Wirkung auf das Ergebnis quantifiziert und bewertet werden.

Im Rahmen des Projektes wird der Lastverschiebungsansatz des Lastmanagements modelliert. Die angewendete Methodik der Modellierung der Lastverschiebung basiert auf der speicherartigen Wirkung der Lastmanagementkapazitäten in einem Energiesystem. Dabei wird die Abschaltung der Last zu einem Zeitpunkt als Auspeisung eines Speichers interpretiert, die Zuschaltung der Last zu einem anderen Zeitpunkt entspricht dementsprechend der Einspeisung eines Speichers. Für die Abbildung der DSM-Wirkung werden im Modell folgende Eigenschaften des Lastmanagements exogen parametrisiert: Kapazität (capacity), Lastabweichungsrahmen (flexibility) und Lastausgleichszeit (balancing period).

Als Kapazität des Lastmanagements im Energiesystem dient das erschlossene Potenzial der DSM-fähigen Prozesse in Deutschland bzw. auf dem europäischen Strommarkt. Die Lastabweichungsrahmen stellen die technologisch zulässigen Lastreduktionen und Lasterhöhungen dar. Die Lastausgleichszeit ist eine Periode, innerhalb derer die abgeschaltete Last zugeschaltet wird. Die angegebenen Parameter definieren exogen den Flexibilitätsraum des modellierten DSM. Der Abruf der flexibilisierten Kapazität (Lastverschiebung) ergibt sich endogen aus der Modellrechnung.

Für die Modellierung werden die im vorherigen Kapitel erwähnten Prozesse in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte individuell parametrisiert. Für die Modellrechnung werden sie jedoch aggregiert

und als ein gesamter DSM-Prozess mit den über alle Prozesse aufsummierten absoluten Kapazitäten, Lastabweichungsrahmen und Lastausgleichzeiten gerechnet.

Bei der individuellen Modellrechnung liefert die Summe, der bei jedem Prozess verschobenen Lasten, das gleiche Ergebnis wie eine vorherige Aggregation dieser Prozesse.

Bei der Modellierung des Strommarktes werden die Gesamtsystemkosten optimiert, demzufolge auf das Minimum reduziert. Dabei liefert das Lastmanagement in folgender Weise weitere Optimierung (zusätzliche Kostenreduktion): die Gesamtsystemkosten werden durch Reduktion der Nachfrage zu den Zeitpunkten mit hohen Strompreisen reduziert, damit werden die Energieerzeuger mit hohen Grenzkosten (z.B. Gaskraftwerke) weniger eingesetzt; das Volumen der reduzierten Nachfrage wird über andere Zeitpunkte mit niedrigeren Strompreisen verteilt.

Der Gesamtjahreseffekt stellt die Summe der verschobenen Last dar.

Im Rahmen des Projektes wurde das DSM-Modul zusätzlich um eine Funktion erweitert, die es erlaubt den gesamten DSM-Effekt auf einzelne DSM-fähige Prozesse mit Berücksichtigung ihrer individuellen Flexibilität und Auslastung aufzuschlüsseln. Damit werden die DSM-Effekte für einzelne Industrien in Deutschland bzw. NRW ermittelt.

5.1.5 ERGEBNISSE

Das Modell DIMENSION quantifiziert die Differenzen im System mit und ohne der Möglichkeit des Lastmanagements. Die Modellrechnung ergibt die Veränderung des Lastprofils sowie die kostenminimierenden Veränderungen im Erzeugungsmix.

Die Marktsimulationen mit dem Modell DIMENSION ergeben als Gesamteffekt des Lastmanagements in der deutschen Industrie im Jahr 2050 einen Betrag von 5.464 GWh. Abbildung 5-2 enthält Informationen über die geschätzten Beiträge einzelner Branchen zur Lastverschiebung.

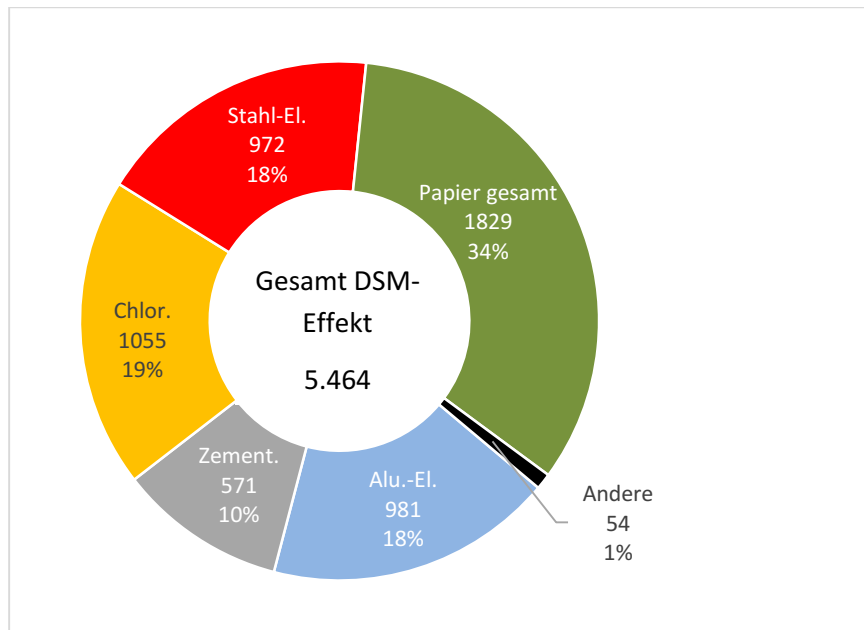


Abbildung 5-2 Modell-Output - DSM-Effekt in Deutschland, 2050 in GWh

Der größte Effekt von 34 % der gesamten verschobenen Last kommt aus der Papierindustrie, was dadurch bedingt ist, dass diese Branche im Vergleich zu anderen eine höhere installierte Leistung (ca. 37 % der gesamten Leistung der betrachteten Branchen) aufweist. Weitere wichtige Faktoren sind hohe Lastabweichungsmöglichkeiten und die niedrigere Auslastung der Produktionskapazitäten (50-90 %) in der Papierbranche, diese schaffen mehr Raum für die Lastverschiebung.

Die Prozesse zur Aluminium-, Stahl- und Chlorproduktion liefern im Modell ungefähr gleichmäßige Effekte von jeweils rund 1.000 GWh (je ca. 18 % der gesamten verschobenen Leistung). Der wichtigste begrenzende Faktor für den DSM-Einsatz ist im Fall dieser Industriebranchen eine relativ hohe Auslastung der Produktionskapazitäten (86-90 %), die trotz hoher Energieintensität und Laständerungsflexibilität dieser Prozesse einen sehr begrenzten Raum für Lastverschiebung zulässt.

Der Beitrag der Zementindustrie ist relativ gering (571 GWh, 10 % des gesamten Effektes). Dies wird trotz der höchsten Lastabweichungsmöglichkeit des Produktionsprozesses durch die relativ niedrige installierte Leistung bestimmt.

5.1.6 EINORDNUNG DES PFADS IN DIE SYSTEMSICHT

In Zeiten mit hohem Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierend einspeisenden erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne kann das Gesamtangebot von Strom im Energiesystem die Nachfrage übertreffen. Die gezielte Erhöhung von Kapazitäten der erneuerbaren Energien hat zukünftig eine weitere Steigerung dieses potenziellen Überschussstroms zur Folge.

Dieser Überschussstrom kann hauptsächlich von flexiblen Verbrauchern wie PtX-Technologien konsumiert bzw. für weitere Verwendung dieser Energie gespeichert werden. Dabei werden PtX-Technologien nach thermischer (PtH – Power-to-Heat) und chemischer Speicherung (PtC – Power-to-Chemicals, PtF – Power-to-Fuel, PtG – Power-to-Gas) unterschieden. Bei diesen Technologien handelt es sich um die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch.

Lastmanagement stellt eine zeitliche Verschiebung des Verbrauches dar. Das Lastmanagement in Industrie, GHD und Haushalten durch Lastmanagement tritt DSM in einen Wettbewerb mit den anderen Flexibilitätsoptionen um die Verwendung von potenziellem Überschussstrom.

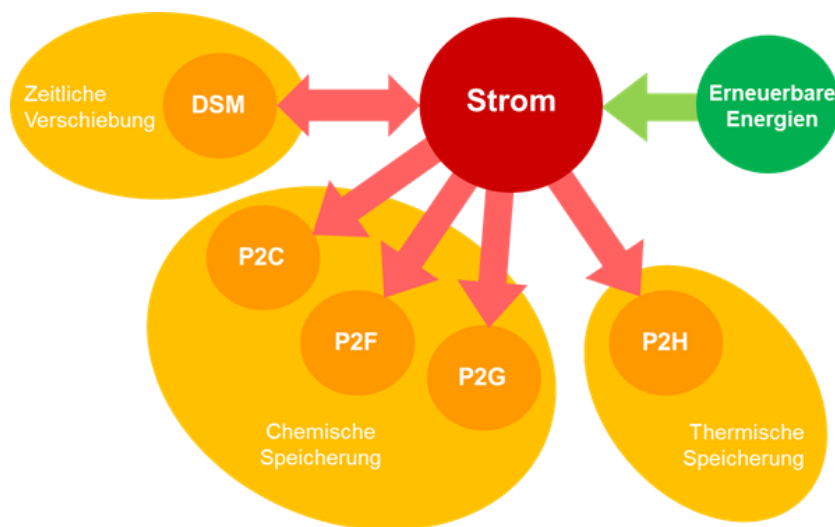


Abbildung 5-3 Flexibilitätsoptionen im Energiesystem

Dieser Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen wird in der Systemanalyse des Virtuellen Instituts anhand von Szenarien untersucht (Band I). Die im Rahmen des hier vorgestellten Pfades „Demand Side Management in der Industrie“ ermittelten Parameter und Potenziale von DSM in Industrieprozessen sind in die Systemanalysen des Virtuellen Instituts eingegangen.

5.1.7 NRW-CHANCEN MIT DIESEM PFAD

Aus den Ergebnissen ist zu entnehmen, dass der Einsatz der verfügbaren erschlossenen Kapazitäten relativ gering ist. In Vollaststunden ausgewertet liegt deren Einsatz auf dem Niveau von ca. 123 Stunden. Bedingt ist dies durch die, trotz hoher Verbrauchskapazitäten, tatsächlich sehr begrenzte Flexibilität der analysierten Branchen. Dies ist vor allem damit verbunden, dass die Produktionskapazitäten der Branchen mit dem höchsten Stromverbrauch in aller Regel stark ausgelastet sind und deshalb über einen sehr geringen Spielraum verfügen, ihre Last ohne quantitative und qualitative Verluste in der Produktion umzuverteilen.

Im Rahmen dieses Pfades wird auch die Analyse für das Bundesland Nordrhein-Westfalen vorgenommen. Dabei werden die geschätzten DSM-Effekte für NRW durch die Skalierung der bundesweiten Effekte ermittelt. Diese Skalierung erfolgt proportional der heutigen Produktionsvolumen der betrachteten Branchen. Dabei wird angenommen, dass die wirtschaftlichen und technischen Bedingungen für die Erschließung des DSM-Potenzials bundesweit für alle Unternehmen einer Branche gleich sind und eine derartige Erschließung deshalb bundesweit gleichmäßig stattfindet. Die möglichen Unterschiede zwischen den technischen Ständen einzelner Unternehmen werden dabei vernachlässigt. Es wird auch angenommen, dass der Einsatz der zur Verfügung stehenden DSM-Leistung einer Branche bundesweit gleich stattfindet. Die möglichen Änderungen bezüglich der Produktionskapazitäten in Deutschland und deren Verteilung auf die Bundesländer werden vernachlässigt.

Die Anteile des Bundeslandes NRW in den Branchen Aluminium und Chlor lassen sich genau bestimmen, da es sich in diesen Fällen um große Unternehmen mit verfügbaren individuellen Daten zu ihren jeweiligen Produktionsmengen handelt.

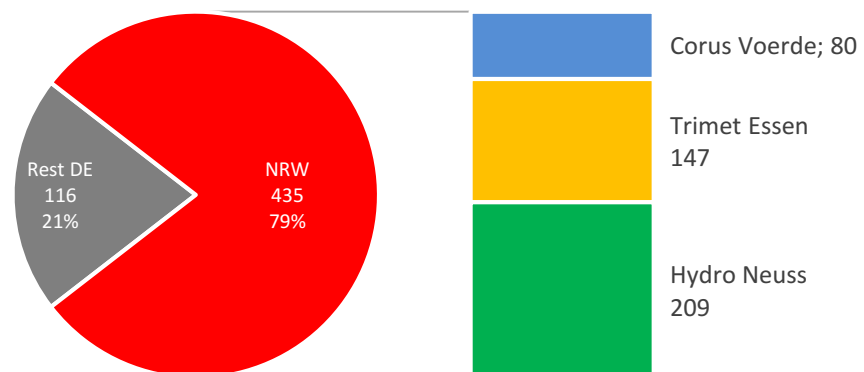


Abbildung 5-4 Abbildung: Jahresproduktion von Aluminium in Deutschland, 2015 in Tsd. t.[Nors16],[Trim16]

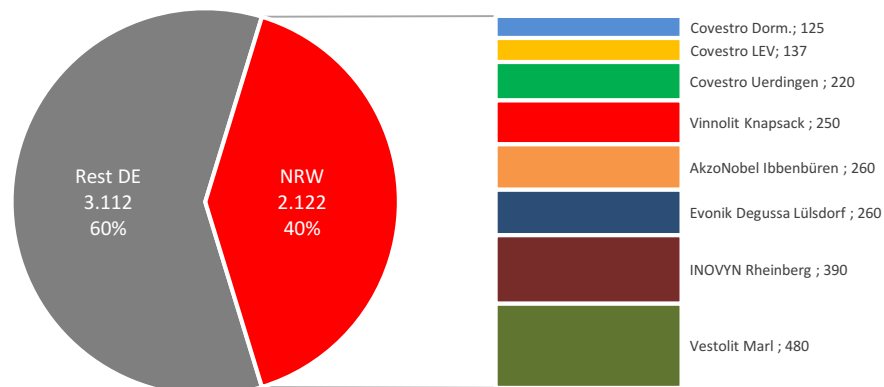


Abbildung 5-5 Jahresproduktion von Chlor in Deutschland, 2015 in Tsd. t. [Euro15]

Aus der gesamten Produktionskapazität von Chlor wird nur der DSM-fähiger Anteil der Amalgam- und Membran-Methode (3.648 Tsd. t) berücksichtigt.

Im Falle der Zement-, Stahl- und Papierbranchen handelt es sich um kleinere Unternehmen, mit im Bundesland breit verteilten Produktionskapazitäten. Deren Anteile werden durch Produktionsstatistiken der jeweiligen Branchen ermittelt. Diese Anteile sind in der Abbildung 5-6 dargestellt.

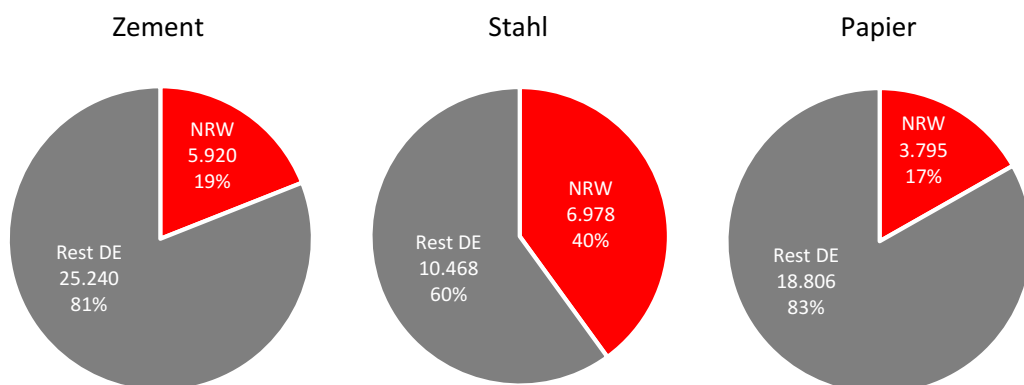


Abbildung 5-6 Jahresproduktion von Zement-, Stahl- und Papierbranchen in Deutschland, 2015 in Tsd. t. [Nrw-15], [Wirt17a], [Wirt17b]

Die hohe industrielle Entwicklung des Bundeslandes äußert sich auch im Einsatz des Lastmanagements. Laut den Modellergebnissen zeichnet sich NRW für 2.006 GWh – über ein Drittel des gesamten DSM-Effektes in Deutschland – der im Jahr 2050 durch DSM verschobenen Last verantwortlich. Die hohe Stromintensität zusammen mit der hohen Konzentration der Produktion in der Aluminiumindustrie führen dazu, dass diese Branche mit 775 GWh verschobener Last den überwiegenden Effekt im Bundesland NRW ausmacht.

Tabelle 5-2 Geschätzter Lastmanagement-Effekt in Nordrhein-Westfalen in 2050.

Branche	[in GWh]	[in %]
Aluminium	775	39
Zement	109	5
Chlor	422	21
Stahl	389	19
Papier	311	16
Gesamt NRW	2.006	100

Die Chlor- und Stahlbranchen, die auch wesentlich in dem Bundesland vertreten sind, erzeugen einen DSM-Effekt von je ca. 400 GWh (ca. 20 %), der, wie in der gesamten Bundesrepublik, durch die hohe Auslastung der Produktionskapazitäten limitiert ist. In der Papierbranche wird ein Effekt von ca. 300 GWh erzielt, was ebenfalls in ganz Deutschland durch niedrige Auslastung der Kapazitäten bedingt ist. Die kleinste Rolle in der landesweiten Lastverschiebung spielt die Zementbranche.

5.1.8 HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Ziel der Untersuchung war es herauszuarbeiten, wie hoch das erschlossene Potenzial des Lastmanagements im industriellen Sektor derzeit ist, wie es im Energiesystem eingesetzt wird und wie es sich möglicherweise zukünftig entwickelt. Die Grenzen der Untersuchung lagen in räumlicher Hinsicht auf Deutschland.

Ein Fokus der Analyse lag auf Nordrhein-Westfalen. In NRW ist etwa ein Drittel des deutschlandweiten industriellen Lastmanagementpotenzials angesiedelt. Dieses findet sich hauptsächlich in den Branchen der Aluminium-, Chlor- und Stahlproduktion.

Die Pfadanalyse zeigt, dass trotz eines wachsenden Stromverbrauchs der energieintensiven Industrien der Einsatz von Lastmanagement auf dem Strommarkt moderat bleibt. Im illustrativen Szenario ergeben sich im Jahr 2050 ein erschlossenes DSM-Potenzial von rd. 5 GW und rd. 5 TWh verschobene Energie.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Langfristszenarien des industriellen Sektors mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sind, nicht zuletzt, weil energieintensive Industrien vielfach im globalen Wettbewerb stehen und unsicher ist, inwieweit diese langfristig an europäischen Standorten festhalten.

Das illustrative Ergebnis einer moderaten DSM-Entwicklung in der Industrie ist hauptsächlich dadurch bedingt, dass aufgrund hoher Auslastung industrieller Produktionsanlagen nur begrenzter Raum für Lastverschiebung besteht.

Mit Blick auf die aktuelle Diskussion um Stromversorgungssicherheit bedeutet dies, dass die fortbestehende Notwendigkeit, in Ergänzung zur fluktuierenden Stromeinspeisung erneuerbarer Energien im Stromsystem genügend gesichert verfügbare Erzeugungsleistung vorzuhalten, durch industrielles DSM nur wenig entlastet wird.

Neben der Vermarktung von industriellem DSM am Day-Ahead Strommarkt sind die Rahmenbedingungen für die Teilnahme von DSM an den weiteren Vermarktungsoptionen Regelenenergiemärkte und Verordnungen über abschaltbare und zuschaltbare Lasten von Bedeutung. Hier ist es wesentlich, die Präqualifikationsbedingungen für industrielles DSM weiter zu vereinfachen und zu standardisieren, um die mit der Teilnahme von Industrieprozessen verbundenen Transaktionskosten weiter zu senken.

5.2. PFAD 2: STROMNUTZUNG FÜR DIE WÄRMEBEREITSTELLUNG

bearbeitet durch: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) & Wuppertal Institut (WI)

Die vorliegende Analyse diskutiert vorhandene bzw. zukünftige Power-to-Heat-Potenziale zur erneuerbaren Wärmebereitstellung für (A) Wärmenetze, die Gebäude des Wohnungs- sowie GHD-Sektors versorgen, und (B) für industrielle Prozesse.

(A) Die hochdetaillierte Untersuchung der Gebäudewärmebedarfe fußt auf einzelgebäudescharfen Datengrundlagen, eigenen Annahmen sowie Szenarien zur zukünftigen Wärmebedarfsentwicklung. Die Szenarien bilden insbesondere den Rückgang der Wärmebedarfe durch steigende Energieeffizienzstandards im Gebäudebereich ab, die als wesentliche Konkurrenz für die leitungsgebundene Wärmeversorgung angesehen werden. Die Berechnungen ergeben für ambitioniert eingestufte Szenarien zum Bedarfsrückgang maximale Fernwärmepotenziale zwischen 17 und 97 TWh/a für NRW, die 2050 für die Ertüchtigung durch Power-to-Heat zur Verfügung stehen könnten. Für das wegen seines extrem starken Wärmebedarfsrückgangs um 80 % als unrealistisch eingestufte Szenario „Energieziel 2050“ läge das Potenzial noch niedriger. Die Bandbreite der Ergebnisse wird hinsichtlich Risiken und notwendiger Bedingungen für den Pfadausbau eingeordnet und vor dem Hintergrund des Gesamtenergiesystems diskutiert.

(B) Für den Industriepfad werden theoretische und technische PtH-Potenziale für Dampferzeugung und andere brennstoffbeheizte Prozesswärmeerzeugung in den energieintensiven Branchen Papier und Pappe, Raffinerien, Grundstoffchemie, Glas, Zement, Eisen & Stahl, NE-Metalle und Eisengießereien in Deutschland und NRW untersucht. Für die Bestimmung der Potenziale und ihrer Umsetzungshemmnisse wurden sowohl Literatur ausgewertet, Experteninterviews geführt als auch eigene Modellierungen, die 60% des gesamtdeutschen industriellen Brennstoff- und Dampfbedarfs abdecken, vorgenommen. Darauf aufbauend wurden Marktpotenziale für die Elektrifizierung der Dampferzeugung abgeschätzt. Anhand zweier Klimaschutzszenarien wurden die Wirkungen sowohl einer monovalenten als auch einer hybriden industriellen PtH-Strategie hinsichtlich THG-Minderung und Energieeffizienz (Primärenergieeinsparung) quantifiziert. Der Elektrifizierungspfad wird an Kriterien wie Pfadabhängigkeit, Abhängigkeit von Infrastrukturen sowie Systemkompatibilität gespiegelt. Aus der Gesamtanalyse werden Empfehlungen für F&E sowie Politik abgeleitet. Es wird aufgezeigt, dass die Elektrifizierung eine wichtige Option sein kann, um (langfristig) hohe CO₂-Einsparungen auch im Industrie-/Wärmesektor erreichen zu können. Die identifizierten technischen PtH-Potenziale liegen für die untersuchten Branchen in einer Größenordnung von ca. 59 TWh bezogen auf Brennstoffe (= 25 % des modellierten Bedarfs) und ca. 91 TWh bezogen auf Dampf (= 100 % des modellierten Bedarfs). Die Szenarien-Berechnungen zeigen jedoch auch, dass die Elektrifizierung an sich weder ein Garant für die Reduktion der Treibhausgase noch zur Einsparung von Primärenergie ist. Notwendige Voraussetzung dafür ist, dass die Elektrifizierung und der EE-Ausbau (inklusive weiterer Infrastrukturen wie Netze und Speicher) in einer gemeinsamen Strategie gedacht werden.

Die Umwandlung von Strom zu Wärme bietet die Chance, langfristig große Mengen (überschüssigen) erneuerbaren Stroms einem Nutzen zuzuführen, wodurch EE-Abregelungen reduziert und fossile Brennstoffe substituiert werden können. Der hier diskutierte Systempfad erschließt den Wärmesektor für erneuerbaren Strom – einen Markt, dessen ganzjähriger nationaler Endenergiebedarf im Jahr 2015 mit etwa 1.315 TWh den Strommarkt (520 TWh) noch übertrifft [Ageb16a].

Strom-zu-Wärme-Anwendungen kommen in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie vor (vgl. Abbildung 5-7).

Haushalte und Gewerbe	Industrie und Prozesswärme
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Widerstands-Heizsysteme <ul style="list-style-type: none"> – Heizstäbe – Strömungserhitzer – Flächenheizsysteme – Infrarotstrahler ▪ Elektrodenheizkessel (Gewerbe) ▪ Elektrische Wärmepumpe ▪ Bivalente (hybride) Wärmesysteme 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prozesse und Verfahren <ul style="list-style-type: none"> – Konduktive Widerstandserwärmung – Induktive Erwärmung – Hochfrequenzerwärmung – Magnetische Gleichstrom-Erwärmung – Elektrische Infrarot Erwärmung ▪ Elektrodenkessel (ggf. mit KWK) ▪ Elektrische Wärmepumpen

Abbildung 5-7 Technologien für elektrische Wärmeerzeugung in verschiedenen Sektoren [Klei16, S.13]

Die zu bedienenden Wärmebedarfe unterscheiden sich dabei sehr stark in ihrer Charakteristik. So umfasst der Sektor Haushalte und Gewerbe sowohl den Heizwärme- und Warmwasserbedarf einzelner Gebäude oder Wohneinheiten unterschiedlicher Energieeffizienzstandards bis hin zu einer Vielzahl durch Fernwärmesysteme vernetzter Wohneinheiten. Daneben gibt es auch eine Bandbreite großer industrieller Wärmesenken (industrieller Prozesswärmebedarf). Dieses Kapitel ist daher in zwei Unterkapitel gegliedert, die sich im Detail mit diesen beiden Wärmebedarfssektoren befassen und die Elektrifizierungspotenziale sowie mögliche Entwicklungspfade untersuchen.

Als Power-to-Heat-Anlagen werden Umwandlungstechnologien bezeichnet, bei denen elektrischer Strom in Wärme transformiert wird. Insofern stellt PtH eine Kopplung zwischen den Sektoren Strom und Wärme dar. Über die Art der Umwandlung ist dabei noch keine Aussage getroffen. Es kann sich um rein elektrische Verfahren handeln, die Strom als Hauptenergiequelle direkt oder indirekt in Wärme umwandeln oder um Verfahren, bei denen Strom als Hilfsenergie dient, um vorhandene (Niedertemperatur-)Wärme (z.B. Abwärme oder Umweltwärme) auf ein höheres und somit technisch nutzbares Temperaturniveau zu heben. Das klassische Beispiel für den letzteren Anwendungsfall ist die elektrisch betriebene Wärmepumpe (WP). Aber auch ein elektrischer Brückenverdichter kann in der industriellen Anwendung dazu dienen, abgekühlten Wasserdampf auf ein wieder nutzbares Druck- und Temperaturniveau anzuheben [WFBV14, S.3, WLF12, S.2].

5.2.1 PFAD 2A: POWER-TO-HEAT FÜR DIE GEBÄUDEWÄRMEVERSORGUNG IN WÄRMENETZEN

bearbeitet durch: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

Im Zuge der deutschen Energiewende befindet sich der Strommarkt bereits in einem starken Wandel. Der Wärmemarkt hingegen weist einen Nachholbedarf auf und wird daher gelegentlich als schlafender Riese der Energiewende bezeichnet. Ein Grund dafür ist der strukturell völlig unterschiedliche Charakter des Wärmesektors. Wärmeerzeugung erfolgt lokal (dezentral), im Fall von leitungsgebundener Wärmeversorgung höchstens regional. Weder die Sanierungsraten zur Wärmedämmung der Gebäudehüllen, noch die Erneuerungsraten der üblichen Heiztechniken befinden sich annähernd auf einem Niveau, das eine Beschleunigung der Wärmewende verspricht. Infolge der Erkenntnis, dass die nicht ausreichende Entwicklung [HKHA17] das Erreichen der Pariser Klimaziele infrage stellt, wurde im November 2016 der Klimaschutzplan 2050 [Bmub16] von der Bundesregierung verabschiedet. Darin wird der wissenschaftlichen Debatte folgend der Begriff der Sektorenkopplung auf die politische Agenda geschrieben. Mit der Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor (kurz: Strom-zu-Wärme oder engl. *Power-to-Heat*, *PtH*) zur Bereitstellung von Gebäudewärme in NRW befasst sich dieses Kapitel.

Dazu werden zukünftige, räumlich aufgelöste Power-to-Heat-Potenziale im Bereich der Gebäudewärme-Bereitstellung mittels eines geoinformations-basierten Ansatzes und unter Anwendung von Szenarien für die zukünftigen Wärmebedarfe berechnet. Um Power-to-Heat als Instrument für eine zeitlich flexible, aus erneuerbarem Strom gespeiste Wärmebereitstellung zu nutzen, spricht, um eine relevante Flexibilitätsoption für das Gesamt-Energiesystem zu untersuchen, werden hier Fernwärmesysteme in den Fokus der Betrachtung gerückt. Diese können im Megawatt-Maßstab durch marktreife Wärmeerzeuger in Form von Elektrodenkesseln zur elektrischen Wärmebereitstellung ertüchtigt werden, wie bereits heute demonstriert wird.

5.2.1.1 PFADBESCHREIBUNG

Der Endenergieverbrauch deutscher Haushalte ist in den letzten Jahren leicht zurückgegangen (vgl. Abbildung 5-8). Dies liegt insbesondere an einem rückläufigen Raumwärmebedarf, der zwischen den Jahren 2005 und 2014 um 63 TWh (von 507 TWh auf 444 TWh) gesunken ist [Bdew15]. Zurückzuführen ist dies auf Sanierungen von Bestandsgebäuden, den Austausch veralteter Heizkessel durch effizientere Heizungsanlagen sowie bessere Dämmstandards insbesondere in Neubauten, bei denen es einen Trend zu Niedrigenergiebauweise gibt.

Zusätzlich zur Abnahme der Energieverbräuche findet ein allmählicher Wechsel der eingesetzten Energieträger statt. So nehmen die Anteile von Kohle und Mineralölen ab, während der Anteil der erdgasversorgten Privathaushalte ansteigt. Auch der Anteil der Fernwärme steigt seit der

Jahrtausendwende weiter an. In 2015 wurden fast 7,5 % der Haushalte mit Fernwärme versorgt (s. Abbildung 5-8) [Agen15].

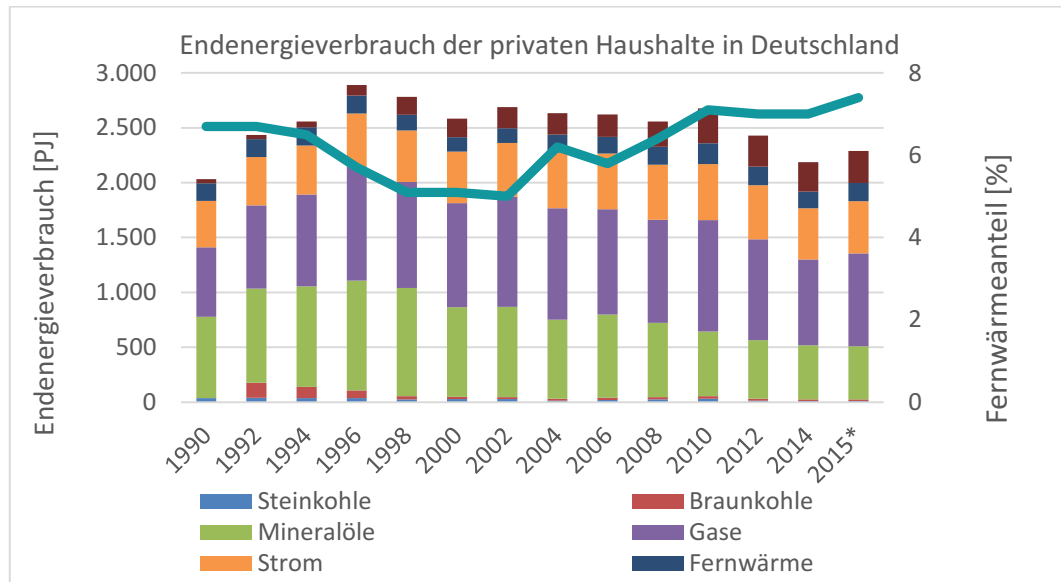


Abbildung 5-8 Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 1990-2015; AG Energiebilanzen [Agen15]

In NRW befinden sich laut Zensus 2011 ca. 3,8 Mio. Wohngebäude. Im Durchschnitt verfügen die darin befindlichen Wohnungen über eine Wohnfläche von 91,2 m² [Info14, S.91]. Diese weisen wiederum einen Endenergieverbrauch auf, der zu über 70 % durch den Raumwärmebedarf geprägt ist (Abbildung 5-9). Die temperaturbereinigten Daten zeigen, dass die anteiligen Verbräuche nach Anwendungsbereichen für die Vergleichsjahre 2005 und 2014 nahezu konstant sind, mit Ausnahme der noch recht geringen Fortschritte bei Gebäudesanierung und Anlageneffizienz, die eine langsame Abnahme des Endenergieverbrauches zur Raumwärmebereitstellung zur Folge haben.

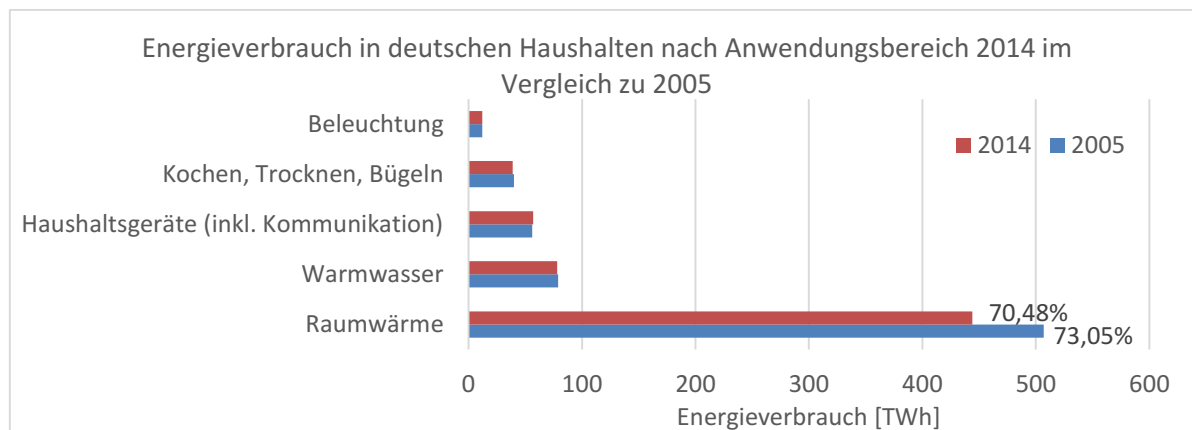


Abbildung 5-9 Energieverbrauch in deutschen Haushalten nach Anwendungsbereich 2005 und 2014 (vorläufig, temperaturbereinigt) [Bdew15]

Im Hinblick auf PtH-Potenziale zur Wärmebereitstellung für Wohnraum in Deutschland bieten insbesondere Fernwärmesysteme die Möglichkeit, Wärme aus zentraler Erzeugung einer großen Gruppe von Endverbrauchern zur Verfügung zu stellen. Hier bieten sich auch die größten Potenziale, um eine großtechnische Elektrifizierung der Wärmebereitstellung im Multi-MW-Maßstab für den Gebäudewärmebedarf umzusetzen, weshalb die Fernwärmeversorgung im vorliegenden Kapitel in den Fokus gerückt wird.

Wärmenetze nutzen als Wärmeträgermedium Wasser, das in geschlossenen, thermisch isolierten Kreisläufen Wärme an die einzelnen Entnahmepunkte anliefert, an denen Wärmeübertrager die im jeweiligen Objekt benötigte Wärmemenge entnehmen. Von der Summe der bundesdeutschen Trassenlängen entfallen 22,9 % auf das Bundesland NRW, wo Stand 2016 über 4.834 km Fernwärmeleitungen in Betrieb waren und 16,17 TWh Wärmenetzeinspeisung erfolgt sind [Agfw17]. An den Hausübergabestationen hat NRW einen Anteil von 29,3 % [Agfw17]. Der Trassenausbau entwickelt sich nur langsam, jedoch hat in den letzten Jahren ein stetes Wachstum eingesetzt [Agfw17]. Die Studie „Perspektiven der Fernwärme im Ruhrgebiet bis 2050“ weist für das Ruhrgebiet durch eine perspektivische Schaffung des größten Fernwärmeverbundsystems in Europa ein im Vergleich zum Ausbaustand etwa verdoppeltes CO₂-Einsparungspotenzial aus [BBDM13]. Weitere Informationen zu Wärmenetzen finden sich im Technologie-Steckbrief „Wärmenetze“ in der Materialsammlung zum vorliegenden Bericht.

Um das Wärmeträgermedium Wasser elektrisch zu erhitzen, können **Elektrodenkessel** eingesetzt werden. Diese Technologie ist kommerziell verfügbar und für große Leistungen geeignet. Elektrodenkessel können auf der Stromseite z.B. in Mittelspannungsnetze eingebunden werden und bieten dort eine direkte Nutzung erneuerbarer (Überschuss-)Energie auf Verteilnetzebene an. Elektrodenkessel können am Regelenergiemarkt teilnehmen und somit als flexibler Stromverbraucher zusätzlich zum Verkauf der Wärme Einkünfte generieren. Beispielhaft ist in Abbildung 5-10 ein Sekundärregelleistungs-Signal eines Übertragungsnetzbetreibers sowie ein angeforderter Kesselleistungsverlauf und die tatsächliche Kesselleistung für einen PtH-Standort in Frankfurt abgebildet. Unter anderem die schnelle Anfahrzeit von Minimallast (0 %) auf Volllast im Sekundenbereich (z.B. 30 s [Para16]) ist für diesen Zweck eine Stärke der PtH-Technologie. Die vergleichsweise einfache Technik der Elektrodenkessel erfordert zudem nur minimalen Wartungsaufwand. Power-to-Heat-Systeme in der Wärmewirtschaft sind bereits heute in Deutschland im Einsatz. Sie stellen ein wesentliches Instrument des Lastmanagements dar, das in diesem Bericht für den Industriesektor ausführlich in Kapitel 5.1 behandelt wird.

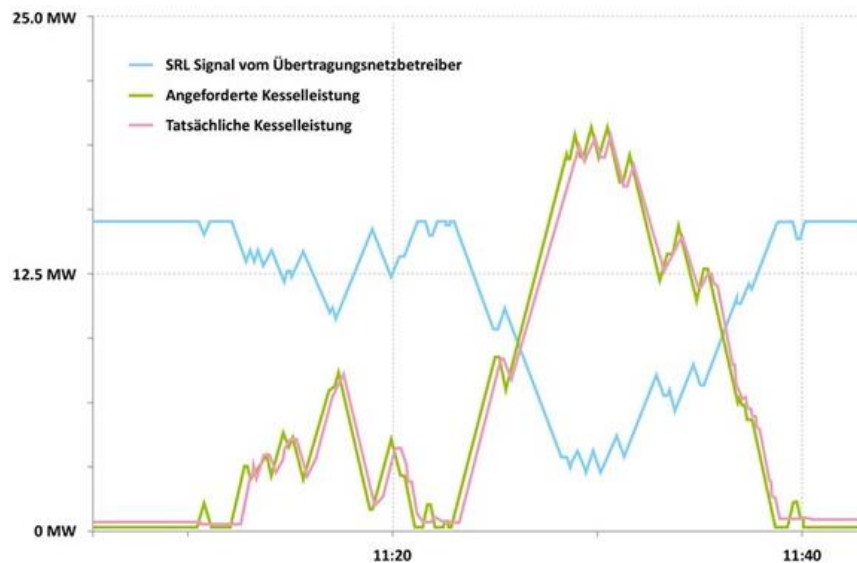


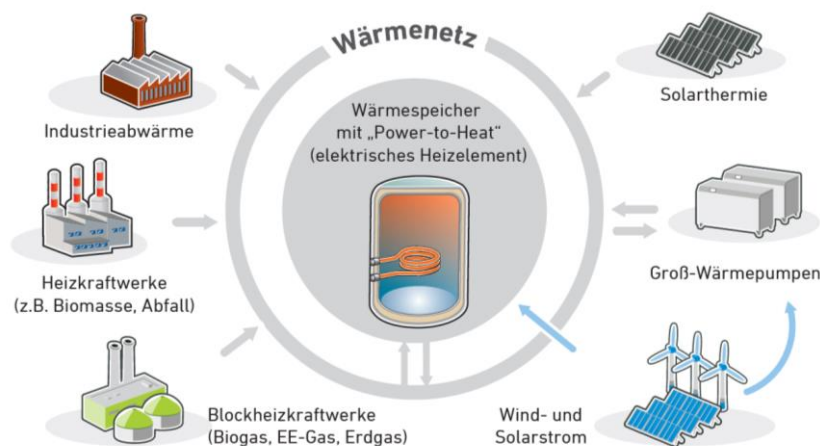
Abbildung 5-10 Typischer Kurvenverlauf während eines Sekundärregelleistungsabrufs (SRL) bei der InfraServ Höchst in Frankfurt [Para16]

In Tabelle 5-3 sind beispielhaft einige Hersteller von Elektrodenkesseln sowie typische Leistungsbereiche, Anschlussspannungen und Betriebsdrücke aufgeführt.

Tabelle 5-3 Elektrodenkessel Leistungsdaten einiger Hersteller [Akti00, Bvae00, Para16, Sach00, Vape00]

	Leistungsbereich (MW)	Anschlussspannung (kV)	Betriebsdruck (bar)
Parat Halvorsen	bis 60	6 – 23	k.A.
BVA Elektrokessel	10 – 50	k.A.	k.A.
Klöpfer-Therm	2 – 50	6 – 15	10 – 30
Vaptec	1 – 90	6 – 36	bis 25
Aktive Energi Anlæg	1 - 80	bis 20	3,5

Wärmenetze bieten neben der Möglichkeit der Integration großer erneuerbarer Strommengen weitere Optionen der intelligenten Vernetzung lokaler Wärmequellen und -senken. So können große Solarkollektorfelder oder Groß-Wärmepumpen eingebunden werden, um Umweltwärmequellen nutzbar zu machen und den erneuerbaren Anteil der bereitgestellten Wärme weiter zu erhöhen. Blockheizkraftwerke können zum Beispiel Biogas verfeuern, um Spitzenlast bereitzustellen. Außerdem können industrielle Abwärmequellen in die Wärmeversorgung integriert werden (Abbildung 5-11).



Quelle: nach Hamburg Institut. Stand: 02/2015

Abbildung 5-11 Wärmenetze können in Kombination mit Wärmespeichern eine Flexibilitätsoption für das Energiesystem darstellen, um erneuerbaren Strom gemeinsam mit Umweltwärme und Abwärme zeitlich flexibel dem Wärmemarkt zuzuführen. Quelle: [Maie17].

Zur Erhöhung der Flexibilität im Sinne einer zeitlichen Entkopplung von Stromangebot und Wärmenachfrage werden PtH-Anlagen in der Regel um **Wärmespeicher** ergänzt. In Fernwärmesystemen finden bis zu mehrere Millionen Liter fassende Warmwasserspeicher Anwendung¹.

Beispiele für Power-to-Heat und Großwärmespeicherprojekte in Fernwärmesystemen

Der atmosphärische Zwei-Zonen-Wärmespeicher im Fernwärmesystem der Stadtwerke **Duisburg** geht Ende 2018 in Betrieb. Er wird mit einem Fassungsvermögen von ca. 43.000 m³ Wasser etwa 1.450 MWh Wärmekapazität bieten [Stad17].

In **Nürnberg** wird ein Holzhackschnitzel-Heizkraftwerk seit 2014 ebenfalls in Kombination mit einem Zwei-Zonen-Wärmespeicher betrieben. Der ins Fernwärmesystem eingebundene Speicher fasst 33.000 m³ Wasser und speichert 1.500 MWh Wärme. Eine Power-to-Heat-Anlage mit 2 x 25 MW Elektroheizern komplettieren das System [Maie17]. Der Anlagenverbund ist somit in der Lage, flexibel auf durch fluktuierende Erzeugung getriggerte Marktsignale zu reagieren.

Vattenfall plant in **Berlin** drei in die Fernwärmeversorgung eingebundene Power-to-Heat-Projekte mit einer Gesamtkapazität von 120 MW_{th} [Vatt17].

Auch außerhalb Deutschlands ist die Einbindung von Power-to-Heat in Fernwärmesysteme bereits im großtechnischen Maßstab realisiert worden. Insbesondere im Windenergie- und Fernwärme-Vorreiterland **Dänemark** sind große Fortschritte erzielt worden. Die Erfahrungen in dänischen

¹ Ein aktueller Überblick über Großwärmespeicher wird in [Maie17] gegeben. Einführende Informationen können zudem dem → Steckbrief Wärmespeicher entnommen werden.

Fernwärmesystemen werden in der Agora Studie [GRHM14] zusammengefasst. Dort wurden für 2015 bereits rund 450 MW installierte PtH-Leistung in Form von Elektrokesseln und zunehmende Anteile (knapp 10 % der installierten Gesamtleistung) in Form von Großwärmepumpen erwartet.

5.2.1.2 METHODIK UND MODELLBESCHREIBUNG

Am Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. kommt das Energiesystemmodell GET.MoRE² zum Einsatz. Es vereint die Möglichkeiten der Open-Source-Geoinformationssoftware QGIS [Qgis17] mit umfangreichen Datenbanken und zahlreichen Modellen für unterschiedliche Energiesektoren, die am GWI in den letzten Jahren aufgebaut wurden.

Die auf Kreisebene und auf kommunaler Ebene ausgearbeiteten Wärmebedarfsdaten wurden basierend auf Daten des Zensus 2011 [Stat14], Daten zur Klassifizierung von Gebäuden nach Gebäudealtersklassen des Institutes für Wohnen und Umwelt [DiLo11], sowie eigenen Annahmen und Berechnungen erzeugt.

Im Folgenden werden wesentliche Aspekte zu Szenarienannahmen und Methodik für die Berechnung der räumlich hochaufgelösten Wärmebedarfe und daraus hochgerechneten Fernwärme und Power-to-Heat-Potenziale erläutert.

Ab welcher Wärmebedarfsdichte könnte potenziell ein Wärmenetz realisiert werden?

Eine Untergrenze der Wärmebedarfsdichte, ab der sich ein Wärmenetzausbau anbietet, lässt sich nicht pauschal angeben, da sich die Wirtschaftlichkeit, lokale politisch getriebene Stadtentwicklung, Bürgerwille, bauliche Gegebenheiten, strategische Entscheidungen des (potenziellen) Netzbetreibers und viele weitere Randbedingungen nicht mit diesem einen Parameter abbilden lassen. Dementsprechend äußerten Netzbetreiber auf persönliche Anfragen keinen konkreten Zahlenwert, ab dem ein Netzausbau angedacht wird. Für die vorliegende Studie muss dennoch die grundsätzliche lokale Eignung für Fernwärme an der vorliegenden Wärmebedarfsdichte orientiert werden, um unabhängig von anderen Einflussgrößen das technische Potenzial erörtern zu können.

Einen Hinweis gibt der ‚Handlungsleitfaden zur Energetischen Stadterneuerung‘ des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), der bis 10 GWh/km²a Strom oder dezentrale Versorgung als geeignete Optionen zur Wärmebereitstellung angibt. Zwischen 10 GWh/km²a und 30 GWh/km²a legt derselbe Leitfaden die Gasversorgung nahe. Ab 30 GWh/km²a empfiehlt das BMVBS eine Nahwärmeversorgung und ab 50 GWh/km²a gibt er die klassische Fernwärme als geeignet an [KSKS11]. Im Rahmen dieser Arbeit wird zwischen den Begrifflichkeiten

² Eingesetzte Geoinformationstoolbox am Gas- und Wärme-Institut: Geoinformational Energy Transformation Model for the Smart Integration of Renewable Energies (kurz: GETMoRE)

Nah- und Fernwärme nicht unterschieden, da es sich um dieselbe Technologie handelt, wobei der Begriff „Nahwärme“ lediglich die örtliche Nähe zwischen Wärmequelle und -senke beschreibt.

Eine Studie der TU Wien betrachtet Wärmebedarfsdichten ab 10 GWh/km²a, merkt jedoch an, dass dieses Szenario aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten aufgrund von höheren Verteilkosten und geringeren Anlagengrößen allerdings als sehr unwahrscheinlich eingestuft werden muss [BHHH15]. Gebiete mit Wärmebedarfsdichten > 35 GWh/km²a hingegen böten vielversprechende Potenziale im Sinne einer wirtschaftlichen Realisierung bei entsprechenden Rahmenbedingungen [BHHH15], was im Wesentlichen mit dem o.g. Grenzwert des BMVBS übereinstimmt.

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden zur Bestimmung eines maximalen **theoretischen Fernwärme-Potenzials Gebiete ab einer Wärmebedarfsdichte von 10 GWh/km²a** und zur Untersuchung eines **ökonomischen Potenzials Gebiete ab einer Wärmebedarfsdichte von 30 GWh/km²a** berücksichtigt (vgl. Tabelle 5-4).

Tabelle 5-4 Wärmebedarfsdichten: Annahmen zur Fallunterscheidung theoretisches vs. ökonomisches Fernwärmepotenzial

Wärmebedarfsdichte	Geeignete Wärmeversorgung	Quelle	Kürzel
< 10 GWh/km ² a	Dezentrale Heiztechnik (Strom oder Brennstoff)	[BHHH15, KSKS11]	%
10 - 30 GWh/km ² a	Theoretisches Fernwärmepotenzial	[BHHH15]	TUW
> 30 GWh/km ² a	Ökonomisches Fernwärmepotenzial	[KSKS11]	BMVBS

Verluste in der Wärmeverteilung

Für die Berechnung der Verluste wurde der durchschnittliche deutsche Fernwärmeleitungsverlust nach Angabe des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) angewandt. Dieser beträgt für das Jahr 2015 etwa 14 % in NRW (und ebenfalls 14 % in Deutschland) [Agfw17].³ Die Trassenlänge pro Hausanschluss liegt für durchschnittliche Wärmenetze bei 57 m [Agfw17]. Für die Zukunft wird angenommen, dass der Verlustanteil konstant bleibt. Dies ist eine konservative Annahme, da selbst bei gleichbleibender Leitungstechnik und Isolation die hier untersuchten erhöhten

³ Zum Vergleich: Die Netzverluste im gesamten Fernwärmesektor Österreichs betragen im Mittel über die Jahre nur etwa 8%. Der Anteil der mit Fernwärme versorgten Hauptwohnsitze in Österreich lag 2012 bei 22% [BHHH15]. Grund für die höhere Verteilungseffizienz scheint die dominierende Größe und der sehr hohe Vermaschungsgrad des Wärmenetzes Wiens zu sein.

Anschlussgrade zu kürzeren Leitungen pro Endkunde und einem Verteilungseffizienzgewinn führen würden, wodurch die Wärmebereitstellung durch Fernwärmesysteme energetisch weiter an Attraktivität gewinnen würde.

Szenarien für die zukünftige Entwicklung des Gebäudewärmebedarfs

Um eine wirtschaftliche Nutzung von Fernwärme auch in Zukunft sicherzustellen, werden verschiedene Szenarien für den künftigen Wärmebedarf herangezogen. Dabei werden unterschiedliche Entwicklungen angenommen, die in Tabelle 5-5 zusammengefasst sind. In der Studienlandschaft scheint in den letzten Jahren eine Bedarfssenkung um 40-50 % in den meisten Szenarien konsensual zu sein. Lediglich das bereits 2010 formulierte Energieziel 2050 schießt mit einem Bedarfsrückgang um 80 % bis 2050 weit darüber hinaus. Obwohl es sich in der Studienlandschaft kaum wiederfindet, woraus abgeleitet werden kann, dass es von vielen Autoren aus unerreichbar angesehen wird, soll es hier Berücksichtigung finden und als Extremszenario in Bezug auf seine Auswirkung auf die leitungsgebundene Wärmeversorgung diskutiert werden.

Tabelle 5-5 Annahmen für die Gebäudewärmebedarfssenkung 2005 bis 2050, eigene Darstellung

Jahr	Wärmebedarf gegenüber dem Jahr 2005	Quelle	Kürzel
2050	ca. 50 %	Leitszenario 2050 Fraunhofer, DLR [NPNH12]	LS
2050	ca. 40 %	Klimaschutzszenario, VI, Wuppertal Institut	WI
2050	ca. 20 %	Energieziel 2050 Umweltbundesamt [KVWL10]	EZ

Für das **Leitszenario 2050** nehmen das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) einen Rückgang des Raumwärmebedarfs um etwa 50 % gegenüber dem Jahr 2005 an. Der Bedarf an Warmwasser werde sich hingegen nicht erkennbar ändern [NPNH12].

Das deutsche Umweltbundesamt sieht im **Energieziel 2050** für Raumwärmebedarf einen stärkeren Rückgang voraus. So wird im Energieziel 2050 ein Rückgang des Nutzenergiebedarfes für Raumwärme von 2005 bis 2050 von etwa 464 TWh auf etwa 93 TWh angenommen [KVWL10]. Dies bedeutet einen starken Rückgang des Bedarfs auf ca. 20 % des ursprünglichen Wertes. Erreicht werden soll dieses Ziel durch energetische Gebäudesanierung vom Ausgangswert 144 kWh/m²a auf durchschnittlich 30 kWh/m²a sowie bei Neubauten mit dem Ziel von 10 kWh/m²a. Die Sanierungsquote müsse dazu von gut 1 %/a auf 3,3 %/a steigen. Alle Gebäude würden durch Lüftungsanlagen mit hocheffizienter Wärmerückgewinnung belüftet, da Wärmeverluste durch Fensterlüften zu groß würden [KVWL10]. Die

Bereitstellung des verbleibenden Endenergiebedarfs würde nach diesem Szenario rein elektrisch erfolgen. Die Warmwasserbereitstellung ist in diesen Zahlen noch nicht enthalten und wird im hier berechneten Szenario nicht berücksichtigt.

Einen Rückgang des Wärmebedarfs, der sich zwischen den beiden bisherigen Annahmen befindet, nimmt das Wuppertaler Institut im Rahmen des vorliegenden Projekts an. Das **Klimaschutzszenario** sieht einen Rückgang des Raumwärmebedarfs auf etwa 42 % bezogen auf 2015 inklusive der Berücksichtigung eines steigenden Warmwasserbedarfs um 10 %. Mit Bezug auf 2005 wird in dieser Arbeit (Tabelle 5-5) ein Rückgang auf etwa 40 % angenommen.⁴

Die Wärmebedarfsrückgänge aus allen drei Szenarien werden in der vorliegenden Arbeit sowohl für alle Wohngebäude, als auch für alle beheizten Nichtwohngebäude sowie Mischformen angenommen. Dies bedeutet, dass im GHD-Sektor von denselben Sanierungserfolgen ausgegangen wird.

Aus den drei Zukunftsszenarien sowie den zwei zuvor für die Berechnungen eingeführten Mindestwerte der Wärmebedarfsdichte lassen sich sechs Betrachtungsszenarien ableiten, die in Tabelle 5-6 dargestellt sind, und zur schnelleren Zuordnung in den Ergebnis-Abbildungen mit einem Kürzel versehen werden. Die Anschlussgrade wurden für die Potenzialstudie zur Abschätzung der maximal lieferbaren Wärmemengen für eine Vollversorgung ausgelegt. Im Fall der an [BHHH15] angelehnten Szenarien wurde der dort angenommene Anschlussgrad von 90 % übernommen, was für dünner besiedelte „Wärmenetz-Randzonen“ ab 10 GWh/km²a als eine Quasi-Vollversorgung angesehen werden kann. Für die Gebiete höchster Wärmebedarfsdichten, die auch nach heutigen Gesichtspunkten bereits unter ökonomischen Bedingungen mit Fernwärme beliefert werden können (> 30 GWh/km²a, [KSKS11]), wurde als maximales Potenzial eine tatsächliche Vollversorgung mit 100 % Anschlussgrad angesetzt.

Tabelle 5-6 Abgeleitete Szenarien für den zukünftigen Wärmebedarf, eigene Darstellung

Wärmebedarfsdichte [GWh/km ² a]	Anschlussgrad Fernwärme	Wärmebedarf im Vergleich zu 2005	Kürzel
> 10	TUW: 90 %	ca. 50 %	TUW10LS
> 30	Ann.: 100 %	ca. 50 %	BMVBS30LS
> 10	TUW: 90 %	ca. 40 %	TUW10WI
> 30	Ann.: 100 %	ca. 40 %	BMVBS30WI
> 10	TUW: 90 %	ca. 20 %	TUW10EZ
> 30	Ann.: 100 %	ca. 20 %	BMVBS30EZ

⁴ Im vorliegenden Kapitel muss für die Berechnung der zukünftigen Wärmebedarfe berücksichtigt werden, dass die Rückgänge für einen Vergleichswert von 2005 angenommen werden. Die Berechnung der heutigen Wärmebedarfswerte bezieht sich jedoch auf Daten von 2015. Für die Entwicklung von 2005 über 2015 bis 2050 wird hier ein linearer Verlauf hinterlegt.

Der nordrhein-westfälische Gebäudebestand im Geoinformationsmodell

Kommunale Auflösung (nach Zensus)

Im Rahmen des Zensus 2011 wurden Daten auf kommunaler Ebene erhoben. Aus den Ergebnissen kann die Wohnfläche gruppierter Wohnungen und das jeweilige Gebäudealter, eingeteilt in 10 Altersklassen, für jede Gemeinde herausgelesen werden [Stat14]. So lassen sich unter Zuhilfenahme weiterer Annahmen über die durchschnittlichen Wärmebedarfe von Gebäuden nach Baualter verwaltungskreisdetaillierte Wärmebedarfe berechnen. Die Zuordnung zwischen Baualtersklassen und Wärmebedarfen wurde in Anlehnung an das Institut für Wohnen und Umwelt (IWU) vorgenommen [Inst15]. Der auf Zensus-Daten basierende Ansatz kann lediglich Aussagen auf Gemeindeebene und ausschließlich für den Bereich „Wohnen“, nicht jedoch „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ liefern. Beide Einschränkungen werden durch den folgenden Ansatz behoben.

Gebäudescharfe Auflösung (nach LANUV)

Das Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz (LANUV) verfügt über Gebäudedaten, die im Rahmen einer Potenzialstudie für Erneuerbare Energien in NRW gesammelt wurden [BWBG15]. Insgesamt umfassen die Untersuchungen 9.167.577 Gebäude, für die Grundfläche und Gebäudeklasse bekannt sind. Die Gebäudeklasse gibt Aufschluss über den Wärmebedarf des jeweiligen Gebäudes. Die Einteilung erfolgt in fünf Klassen, wobei jede Klasse einen spezifischen Wärmebedarf besitzt. Gebäude der Klasse 0 besitzen keinen Wärmebedarf. Hierzu zählen z.B. Garagen, Gartenschuppen oder sonstige Gebäude ohne Heizsystem. Wohngebäude (Klasse 1, 150 kWh/m²a) sind Wohnhäuser, die privat bewohnt werden, während Nicht-Wohngebäude (Klasse 2, 150 kWh/m²a) z.B. Bürogebäude sein können. Es werden also im Rahmen der vorliegenden Arbeit explizit auch Gebäude des GHD-Sektors berücksichtigt. Zur Klasse 3 gehören Gebäude mit besonders niedrigem Wärmebedarf, wie z.B. Veranstaltungsgebäude oder Gebäude mit niedriger Innentemperatur (75 kWh/m²a). In Klasse 4 finden sich Gebäude mit hohem Wärmebedarf wieder, wie etwa Krankenhäuser oder Altenheime (300 kWh/m²a) [BWBG15]. Dieser spezifische Wärmebedarf ergibt sich aus einer Untersuchung des LANUV. Auf Grundlage einer Untersuchung des Bremer Energie Instituts und des IWU wurde das durchschnittliche Gebäudealter in NRW der Wärmeschutzverordnung 84 zugeordnet [DCRC10]. Der Wärmebedarf einzelner Gebäude in dieser Altersgruppe liegt zwischen 120 und 180 kWh/m²a. Für die Berechnungen wurde der Mittelwert von 150 kWh/m²a angenommen. Für Nicht-Wohngebäude wurde ein eventueller Warmwasserbedarf vernachlässigt. Laut EnEV 2009 liegt der Energiebedarf für Warmwasser bei 12,5 kWh/m²a für Wohngebäude [Arbe09]. In Anbetracht des in den letzten Jahren gestiegenen Warmwasserbedarfes wird dieser auf 15 kWh/m²a, was derzeit 10 % des Heizwärmebedarfs entspricht, gesetzt [BWBG15], [Dind03].

Da nicht das gesamte Gebäudevolumen beheizt wird, muss auf ein beheiztes Nettovolumen reduziert werden. Die Umrechnung erfolgt für Wohngebäude mit dem Faktor 0,76 und mit 0,80 für Nicht-Wohngebäude [BWBG15]. Die spezifischen Wärmebedarfe liegen jedoch in kWh/m²a vor; daher muss aus dem Nettoheizvolumen wiederum die beheizte Wohnfläche berechnet werden, was durch

Multiplikation mit dem Faktor 0,32 erreicht wird⁵ [BWBG15]. Als Ergebnis erhält man den näherungsweisen jährlichen Wärmebedarf eines Gebäudes. Es sei angemerkt, dass die Vorgehensweise stark vereinfachend ist und keine valide Aussagen über Einzelgebäude erlaubt. Erst im nächsten Schritt gewinnen die generierten Daten stark an Aussagekraft, wenn eine räumliche Mittelwertbildung über eine Gruppe von Gebäuden eingeführt wird.

Erzeugung von Wärmebedarfskacheln im Geoinformationsmodell GET.MoRE

Für die geografisch aufgelöste Darstellung der Gebäudewärmebedarfe in NRW werden diese in Kacheln zusammengefasst und zur Darstellung des Summenergebnisses der Wärmebedarfe pro Rasterfläche farblich codiert. In Abbildung 5-12 ist dieses Vorgehen exemplarisch dargestellt.

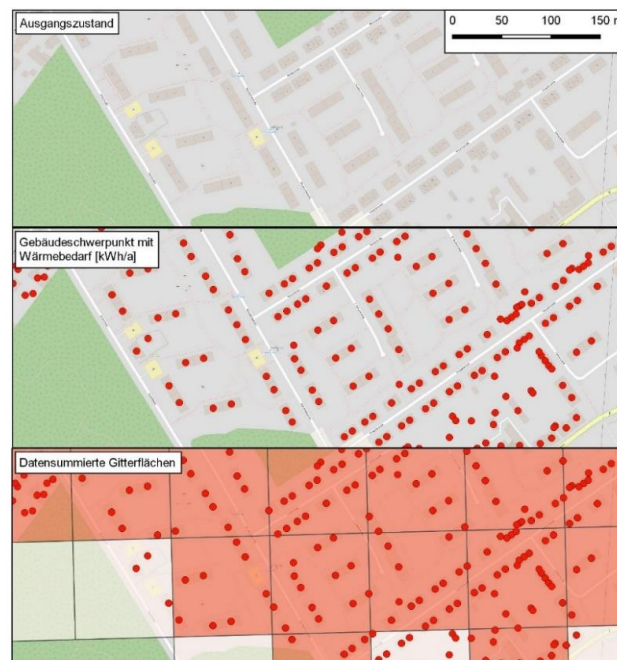


Abbildung 5-12 Erstellung einer Rasterkarte zum Wärmebedarf, eigene Darstellung GWI

Der Ausgangszustand bildet die unter oben beschriebenen Annahmen erzeugten Einzelgebäudedaten ab. Im Flächenschwerpunkt der Grundrisse wurden Datenpunkte erzeugt, die als Attribut den jährlichen Gebäudewärmebedarf tragen. Das in der Abbildung dargestellte Raster hat eine Kachelgröße von 250 x 250 m². Es trägt in jeder Kachel als Datenattribut die Summe aller in ihm liegenden Gebäudewärmebedarfe. Die Kacheln werden je nach Wärmebedarf farblich codiert. Für die weiteren Berechnungen wurde eine Kachelgröße und somit eine räumliche Auflösung von 1 km² gewählt.

⁵ Dies entspricht einer Raumhöhe von 3,125 m. Bei Wohngebäuden werden die Geschosshöhen im Bestand geringer ausfallen, bei Nicht-Wohngebäuden hingegen höher.

Zusammenfassen von Kacheln zu „Hot Spots“

Für die Analyse von Regionen mit hohem Wärmebedarf werden die lokalen Wärmebedarfe anhand von szenariospezifischen Auswahlkriterien (Wärmebedarfs-Untergrenzen) zu Clustern zusammengeführt, die zur Erhöhung der Übersichtlichkeit der NRW-Karten durch größenskalierte Punkte („Hot Spots“) repräsentiert werden. Dabei werden die der Auswahl entsprechenden und jeweils benachbarten Kacheln in einem Zwischenschritt zu einem Polygon zusammengefasst. Dieses Vorgehen wird in Abbildung 5-13 dargestellt.

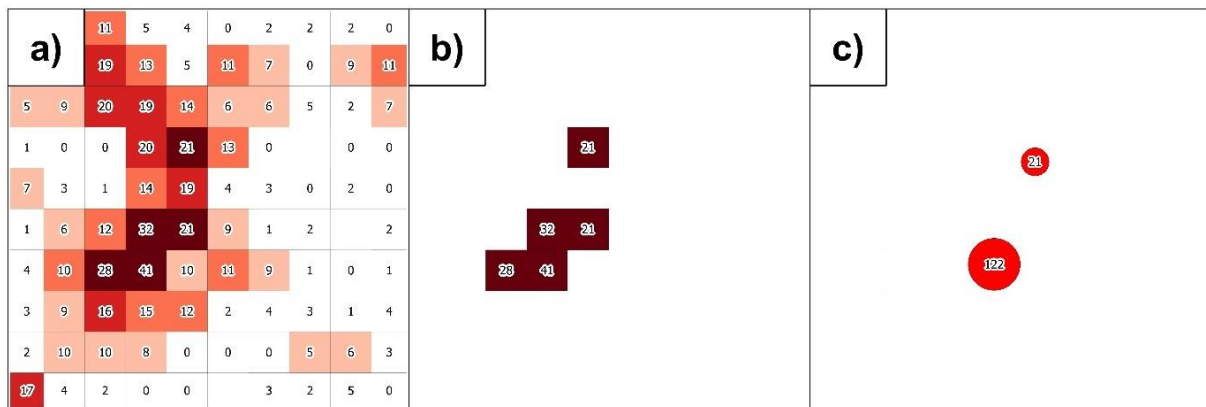


Abbildung 5-13 Clustervorgang von Wärmebedarfsregionen (Ausschnitt), a) Farbkodierte Wärmebedarfskacheln, b) Filterung der Kacheln nach einem Schwellwert, Auflösen der Kachelgrenzen und Polygonerzeugung für zusammenhängende Gebiete, c) Schwerpunkterstellung, Aufsummierung Attributzuweisung; eigene Darstellung GWI

5.2.1.3 ERGEBNISSE

5.2.1.3.1 HEUTIGE POTENZIALE

Eine Bestandsaufnahme des Gebäudenutzwärmebedarfes in NRW Stand 2011 wird in Abbildung 5-14 und Abbildung 5-15 gegeben. Sie bilden den bilanziellen Status Quo mit Bezug auf das Jahr 2011 (letzter Zensus) auf Kreis- bzw. Kommunalebene ab [Stat14].

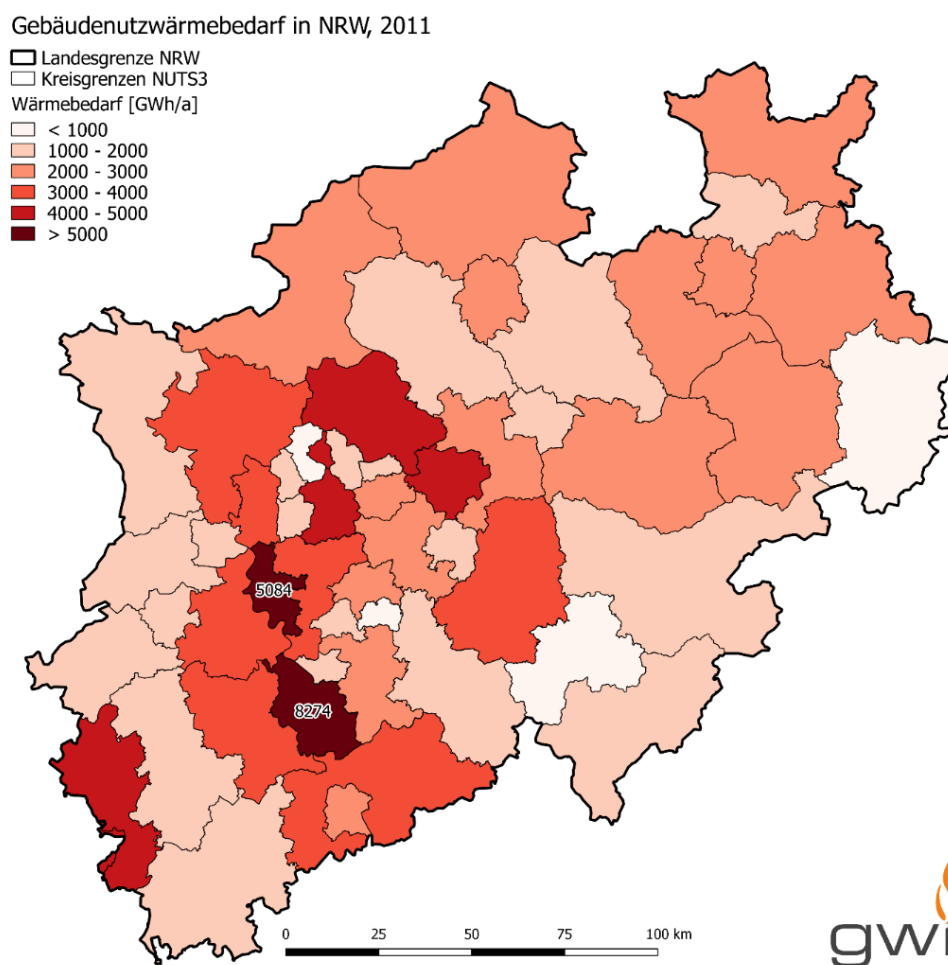


Abbildung 5-14 Regionale Verteilung des Gebäudenutzwärmebedarfs in NRW 2011 (nach NUTS-3 Regionen ⁶⁾)

⁶ NUTS = „Nomenclature des unités territoriales statistiques“; In Deutschland entspricht NUTS-0 dem Bundesgebiet, NUTS-1 den Bundesländern, NUTS-2 den Regierungsbezirken, NUTS-3 den Kreisen und kreisfreien Städten.

Erst in der feineren Auflösungsstufe LAU 1⁷, dargestellt in Abbildung 5-15 wird offenbar, dass die höchsten Gebäudedichten, die als Wärmesenken für leitungsgebundene Wärmeversorgung geeignet wären, nicht flächendeckend vorhanden sind. Die Potenziale für große Fernwärmesysteme und den Einsatz von Power-to-Heat befinden sich ausschließlich in den großen Städten, angeführt von Köln, Düsseldorf, Essen, Dortmund, Duisburg, Bochum und Wuppertal (Wärmebedarfe > 2.500 GWh/a). Alle Ergebnisse für die 53 Kreise und kreisfreien Städte in NRW finden sich in tabellarischer Form im Anhang dieses Berichtes.

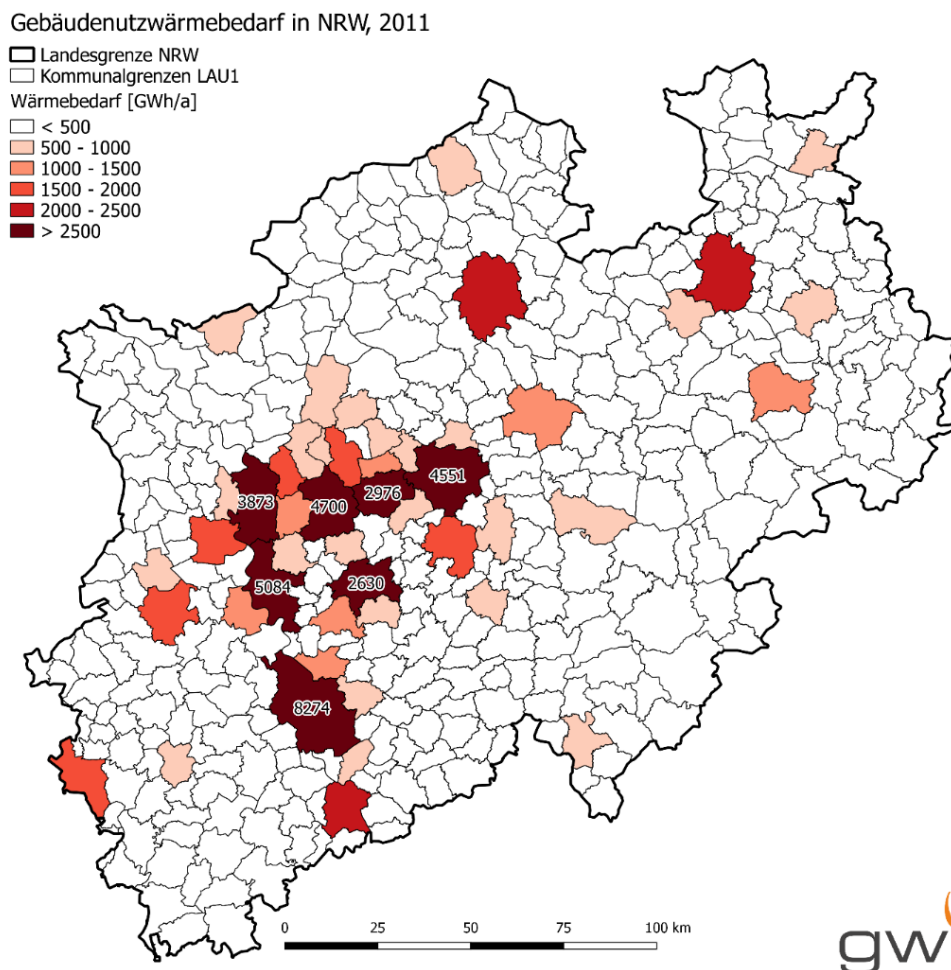


Abbildung 5-15 Regionale Verteilung des Gebäudenutzwärmebedarfs in NRW 2011 (nach Kommunen)

Die Abbildungen verdeutlichen, dass auf Basis von aggregierten Daten auf Gemeindeebene die Potenziale für regionale Wärmeversorgungskonzepte nicht detailliert untersucht werden können. Die Untersuchung wurde daher mit dem oben methodisch beschriebenen Ansatz in Richtung hoher

⁷ LAU = ‚local administrative units‘; LAU 1 entspricht den kommunalen Verwaltungsgemeinschaften

Ortsauflösung entwickelt (siehe 5.2.1.2), um detailliertere Aussagen über leitungsgebundene Power-to-Heat-Potenziale treffen zu können.

Das Ergebnis der auf gebäudescharfen Berechnungen basierenden Analyse ist in Abbildung 5-16 in einem feinen 1 km x 1 km Raster abgebildet. Das fein gewählte Raster ist grob genug, um die starken Fehler der gebäudescharfen Methode durch räumliche Mittelwertbildung zu begrenzen und gleichzeitig hoch genug aufgelöst, um lokale (Nah-)Wärmenetzpotenziale aufzulösen. Sehr kleine zusätzliche lokale Potenziale für Micro-Wärmenetze, die lediglich wenige Häuser versorgen, können nicht erfasst werden. Im Ergebnis offenbaren sich in der hohen Ortsauflösung hunderte teils kleine Hot Spots lokal erhöhter Wärmebedarfsdichten, auch abseits der Ballungszentren. Ein erstes Ergebnis lautet also: Potenzial für leitungsgebundene Wärmeversorgung ist im gesamten Gebiet NRW vorhanden und nicht ausschließlich ein Thema für die Ballungszentren.

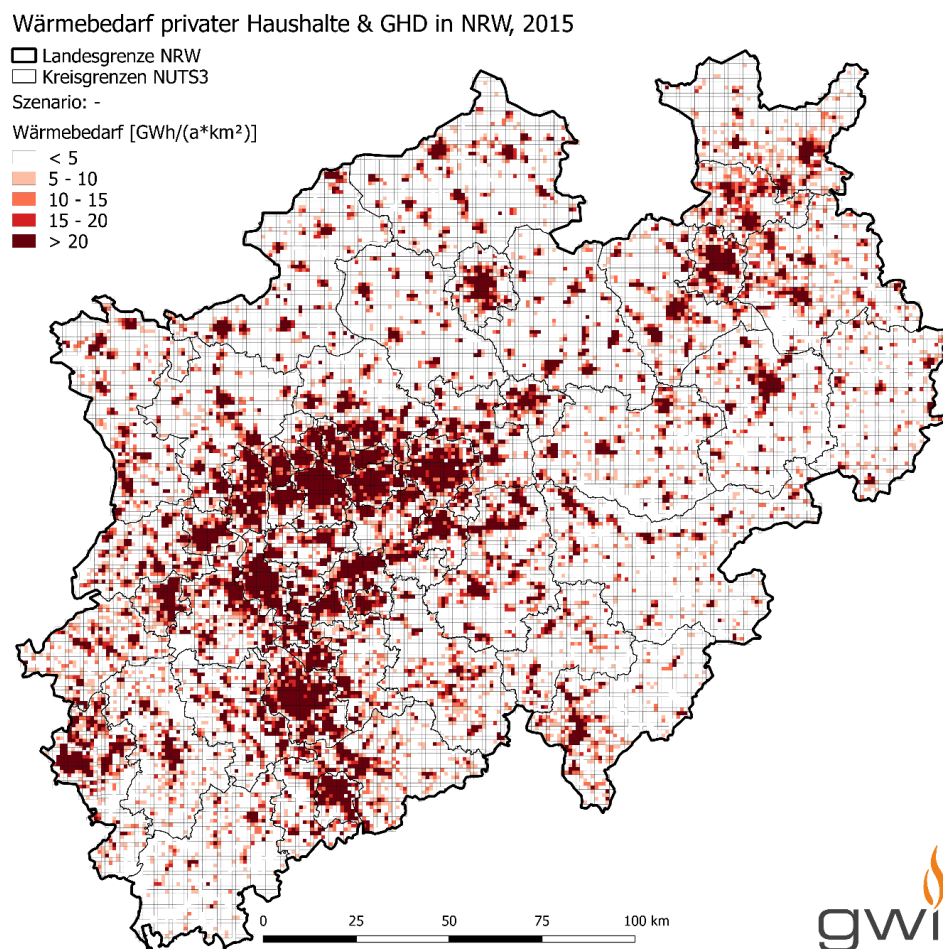


Abbildung 5-16 Gebäudewärmebedarfskarte NRW nach gebäudescharfer Berechnungsmethode, dargestellt im 1 km x 1 km Raster.

Zu beachten ist, dass in der gebäudescharfen Berechnungsmethode neben Wohngebäuden auch der Gebäudewärmebedarf des GHD-Sektors berücksichtigt wird, während sich die eingangs dargestellten, aus dem Zensus 2011 abgeleiteten Daten ausschließlich auf den Bereich Wohnen beziehen. Jegliche Form der Prozesswärme wird nicht betrachtet. Im nächsten Schritt wird eine Clusterung wie in 5.2.1.2 beschrieben vorgenommen. Für das Kriterium einer geringen Wärmebedarfsdichte ($> 10 \text{ GWh/km}^2\text{a}$) als Einschlusskriterium für Wärmenetzpotenzialgebiete ergibt sich Abbildung 5-17.

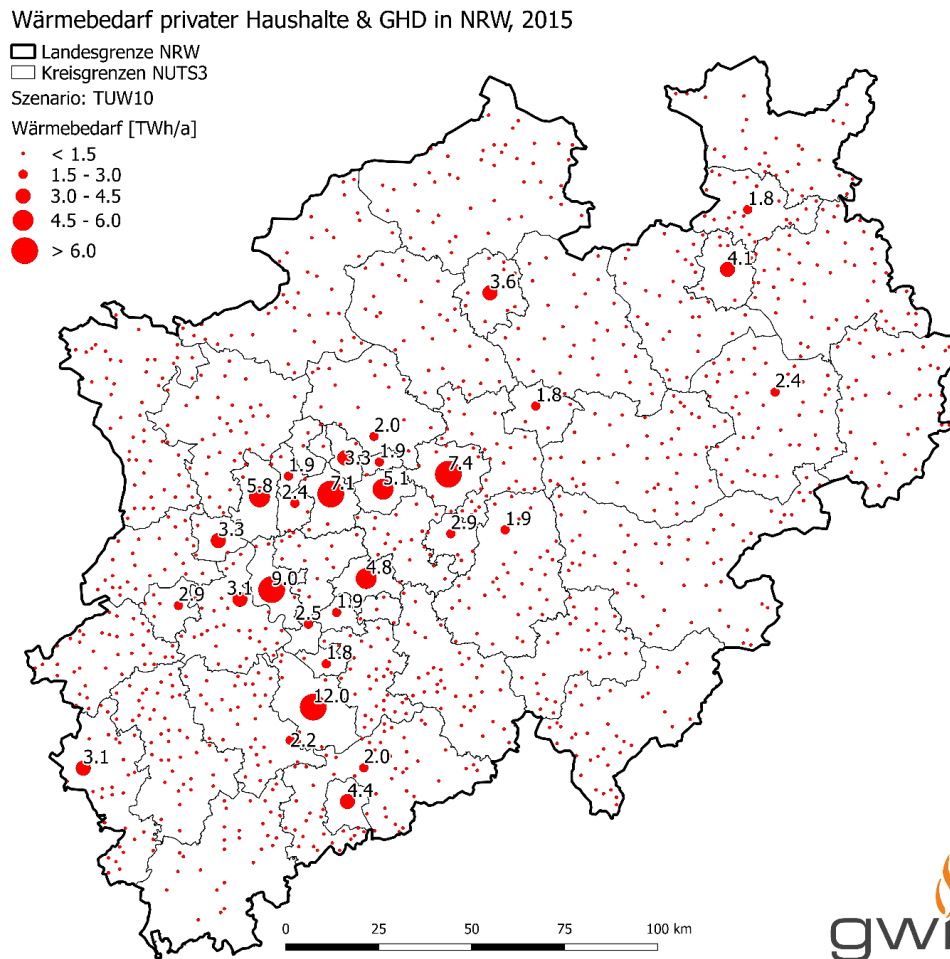


Abbildung 5-17 Wärmebedarfe in NRW 2015 für die potenzielle Versorgung durch Wärmenetze; Theoretischer Fall: Einschlusskriterium ist eine Wärmebedarfsdichte ab $10 \text{ GWh/km}^2\text{a}$ für das Betreiben eines Wärmenetzes; Szenario: TUV10, eigene Berechnung und Darstellung

Es zeigt sich, dass unter günstigsten Annahmen in NRW 2015 ein theoretisches Potenzial von **219 TWh/a** vorliegt, das für die Versorgung durch Wärmenetze und somit auch für den Einsatz zentraler Power-to-Heat-Anlagen geeignet ist. Es gibt in jedem Kreis NRWs eine hohe Anzahl an Hot Spots, die einen Wärmebedarf bis zu $1,5 \text{ TWh/a}$ aufweisen. Der potenziell größte Abnehmer für Fernwärme stand heute, das heißt vor einer flächendeckenden, tiefen Energiesanierung des Gebäudebestandes ist die kreisfreie Stadt Köln mit einem Wärmebedarf von 12 TWh/a .

In Abbildung 5-18 wird dargestellt, welche Regionen einen Wärmebedarf von über 30 GWh/km²a besitzen, was laut der Handlungsempfehlung des BMVBS [KSKS11] ein heute übliches Kriterium zum Anschluss an Fernwärmenetze darstellt.

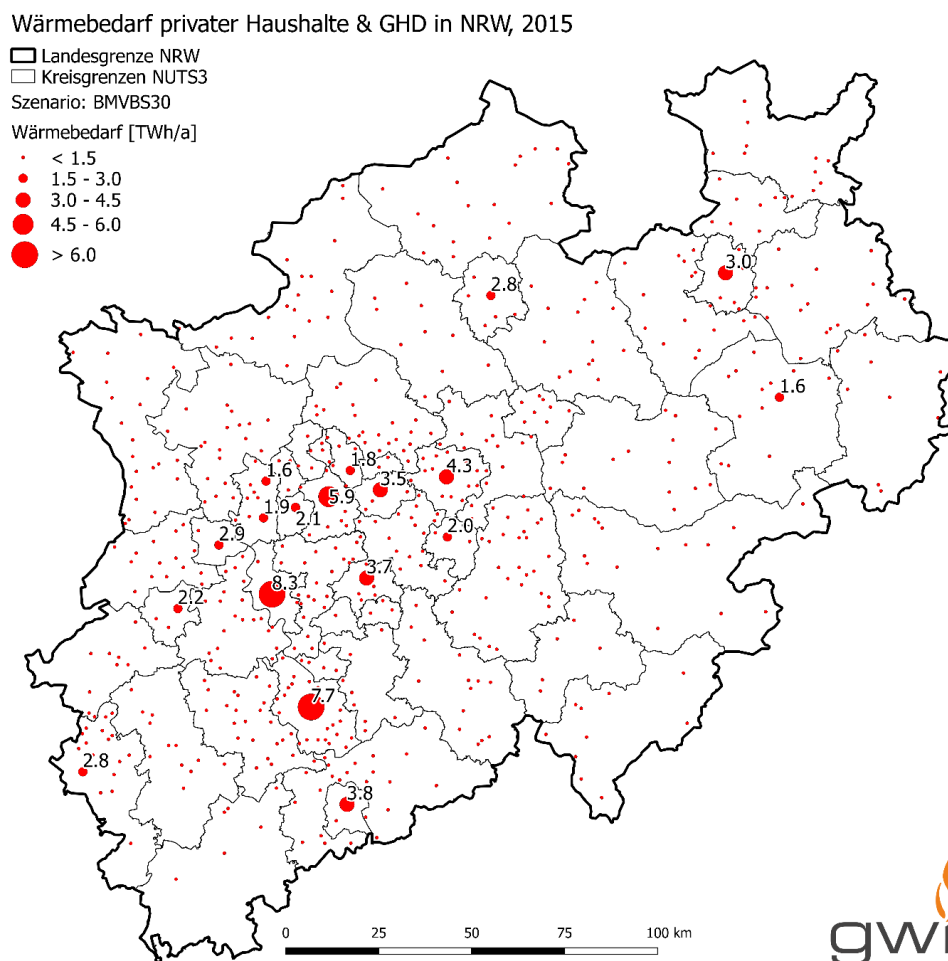


Abbildung 5-18 Wärmebedarfe in NRW 2015 für die potenzielle Versorgung durch Wärmenetze; Ökonomischer Fall: Einschlusskriterium ist eine Wärmebedarfsdichte ab 30 GWh/km²a für das potenzielle Betreiben eines Wärmenetzes; Szenario: BMVBS30, eigene Berechnung und Darstellung

Da in diesem Fall eine deutlich höhere Wärmebedarfsuntergrenze gezogen wurde, sind wesentlich weniger Rasterflächen zu finden, die dieses Kriterium erfüllen. Die Anzahl der resultierenden Hot-Spots nimmt im Vergleich zu Abbildung 5-17 ab. Für NRW ergibt sich ein ökonomisch durch Fernwärme versorgbarer und somit auch für zentrales Power-to-Heat geeigneter Wärmebedarf von **144 TWh/a**. In Tabelle 5-7 sind die Ergebnisse der Berechnung für 2015 zusammengefasst.

Tabelle 5-7 Ergebnistabelle des Wärmebedarfs für Haushalte und GHD 2015 in potenziellen Fernwärmeversorgungsgebieten der Regierungsbezirke in NRW und abgeleitete Potenziale für leitungsgebundene Wärmeversorgung

Reg.-Bez.	Einwohner	Fläche	Gebäude- anzahl	Wärme- bedarf 2015	Für leitungsgebundene Versorgung geeignete Wärmebedarfe 2015	
					TUW10	BMVBS30
		[km²]		[GWh/a]	[GWh/a]	[GWh/a]
Arnsberg	3.597.297	8.010	1.747.802	58.761	47.738	30.705
Detmold	2.057.996	6.524	1.204.947	36.715	25.737	13.349
Düsseldorf	5.166.462	5.292	2.432.700	75.847	67.360	50.697
Köln	4.422.371	7.364	2.325.307	61.964	49.281	31.702
Münster	2.614.229	6.917	1.455.411	37.664	29.157	17.096
NRW	17.858.355	34.107	9.166.167	270.951	219.274	143.548

5.2.1.3.2 ZUKÜNFTIGE POTENZIALE

In diesem Kapitel werden die zukünftigen Potenziale für die Wärmeversorgung durch Wärmenetze in NRW abgeleitet, die sich für den Einsatz von Power-to-Heat-Technologien im Multi-MW-Maßstab eignen. Hierzu werden die in Abschnitt 5.2.1.2 beschriebenen Szenarioannahmen für die zukünftige Entwicklung herangezogen.

Wärmebedarf 2050 im Leitszenario

Um Aussagen über den zukünftigen Einsatz von Fernwärme und den damit einhergehenden Aus- oder Rückbau heutiger Fernwärmenetze treffen zu können, muss eine Annahme für die Entwicklung der Wärmebedarfe in der Zukunft getroffen werden. Im Leitszenario des Fraunhofer IWES und DLR [Bmu10] wird für das Jahr 2050 ein um 50 % verringerter Wärmebedarf im Vergleich zu 2005 angenommen. In Abbildung 5-19 sind die sich daraus ergebenden künftigen Wärmebedarf für NRW dargestellt.

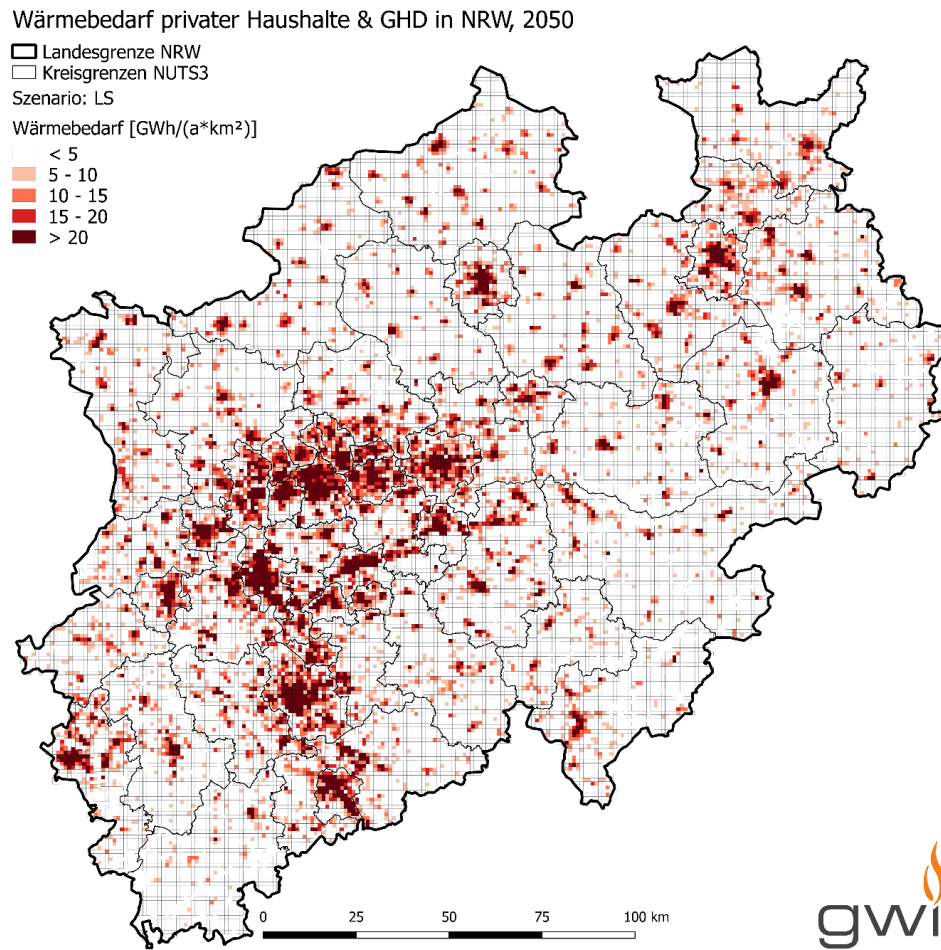


Abbildung 5-19 Gebäudescharfer Wärmebedarf 2050, Leitszenario [Bmu10], eigene Berechnung und Darstellung, Datenbasis: LANUV

Der Gesamtwärmebedarf NRWs, bezogen auf Haushalte und den GHD-Sektor, ist in diesem Szenario bis 2050 auf etwa **132 TWh/a** zurückgegangen. Ausgehend von diesem Wärmebedarf entstehen die folgenden Potenzialkarten, die in Abbildung 5-20 (theoretisch) und Abbildung 5-21 (ökonomisch) die geeigneten Wärmebedarfs-Hot-Spots für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung identifizieren.

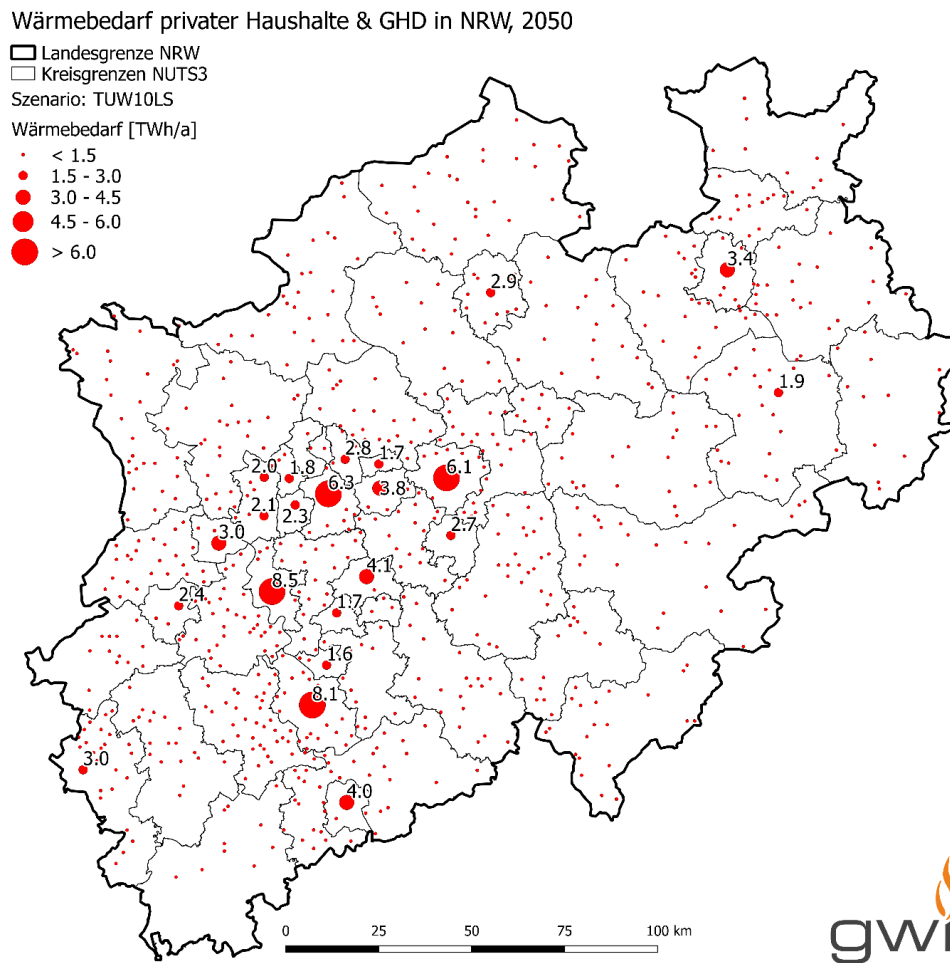


Abbildung 5-20 Theoretisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 10 GWh/km²a; Szenario: TUW10LS; eigene Berechnung und Darstellung

Durch den flächendeckend gesunkenen Wärmebedarf gehen auch Anzahl und Größe der Wärmebedarfs-Hot-Spots zurück. Etwa 65 % der Cluster, die 2015 noch zu einem Potenzial von mindestens 1,5 TWh/a führten, sind nun aufgrund geringerer Wärmebedarfe als 10 GWh/km²a bei der Rasteranalyse aus der Ergebnismenge gefallen. Für sie lässt sich im Rahmen der hier getroffenen Annahmen ein Anschluss an das Fernwärmenetz auch zukünftig nicht ökonomisch sinnvoll realisieren. Insgesamt ist der nordrhein-westfälische Wärmebedarf, der für netzgebundene Versorgung geeignet wäre auf **85 TWh/a** zurückgegangen.

Ebenfalls ist das Potenzial für einen ökonomischen Fernwärmeausbau ab 30 GWh/km²a zurückgegangen (vgl. Abbildung 5-21). Das für dieses Szenario errechnete Gesamtpotenzial in NRW liegt bei **27 TWh/a**. Das größte Potenzial liegt im Bereich des Ruhrgebiets und im Rheinland. Insbesondere in Düsseldorf (5,0 TWh/a) und Köln (5,7 TWh/a) besteht auch in diesem Szenario ein relevantes Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung. Die Ergebnisse für die fünf Regierungsbezirke NRWs sind in Tabelle 5-8 zusammengefasst.

Wärmebedarf privater Haushalte & GHD in NRW, 2050

Landesgrenze NRW

Kreisgrenzen NUTS3

Szenario: BMVBS30LS

Wärmebedarf [TWh/a]

- < 1.5
- 1.5 - 3.0
- 3.0 - 4.5
- 4.5 - 6.0
- > 6.0

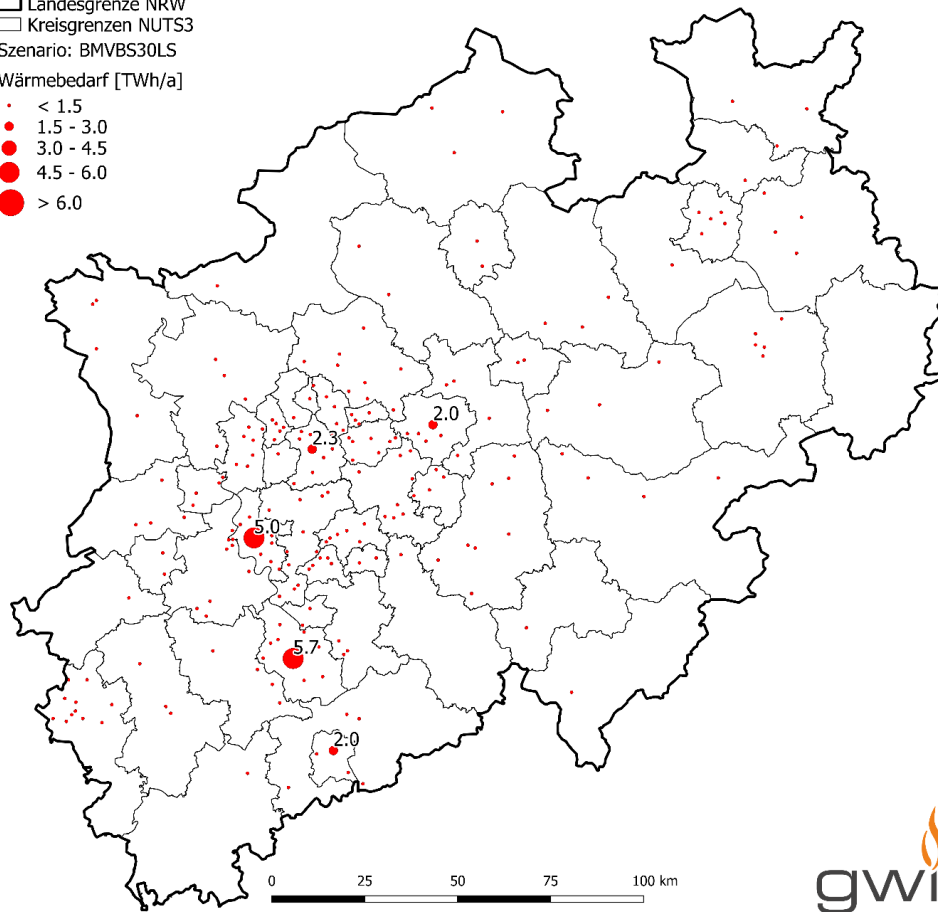


Abbildung 5-21 Ökonomisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 30 GWh/km²a; Szenario: BMVBS30LS, eigene Berechnung und Darstellung

Tabelle 5-8 Ergebnistabelle des Wärmebedarfs 2050 in potenziellen Fernwärmeversorgungsgebieten der Regierungsbezirke in NRW, Leitszenario

Reg.-Bez.	Einwohner	Fläche	Gebäude- anzahl	Wärme- bedarf 2050	Für leitungsgebundene Versorgung geeignete Wärmebedarfe 2050	
					TUW10LS	BMVBS30LS
		[km²]		[GWh/a]	[GWh/a]	[GWh/a]
Arnsberg	3.597.297	8.010	1.747.802	28.634	17.991	5.265
Detmold	2.057.996	6.524	1.204.947	17.901	8.244	1.839
Düsseldorf	5.166.462	5.292	2.432.700	36.986	27.986	11.872
Köln	4.422.371	7.364	2.325.307	30.396	18.596	6.508
Münster	2.614.229	6.917	1.455.411	18.518	10.746	2.400
NRW	17.858.355	34.107	9.166.167	132.434	83.563	27.884

Wärmebedarf 2050 im Klimaschutzszenario

Das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie nimmt im Rahmen des Klimaschutzszenarios einen Rückgang des Wärmebedarfs um etwa 60 % an. Darin ist ein erwarteter Anstieg des Bedarfes an Warmwasser bereits berücksichtigt. Der reine Gebäudewärmebedarf ginge nach diesem Szenario sogar etwa um ambitionierte 70 % zurück. Zusammengefasst lässt sich der Wärmebedarf für NRW dann wie in Abbildung 5-22 darstellen.

Wärmebedarf privater Haushalte & GHD in NRW, 2050

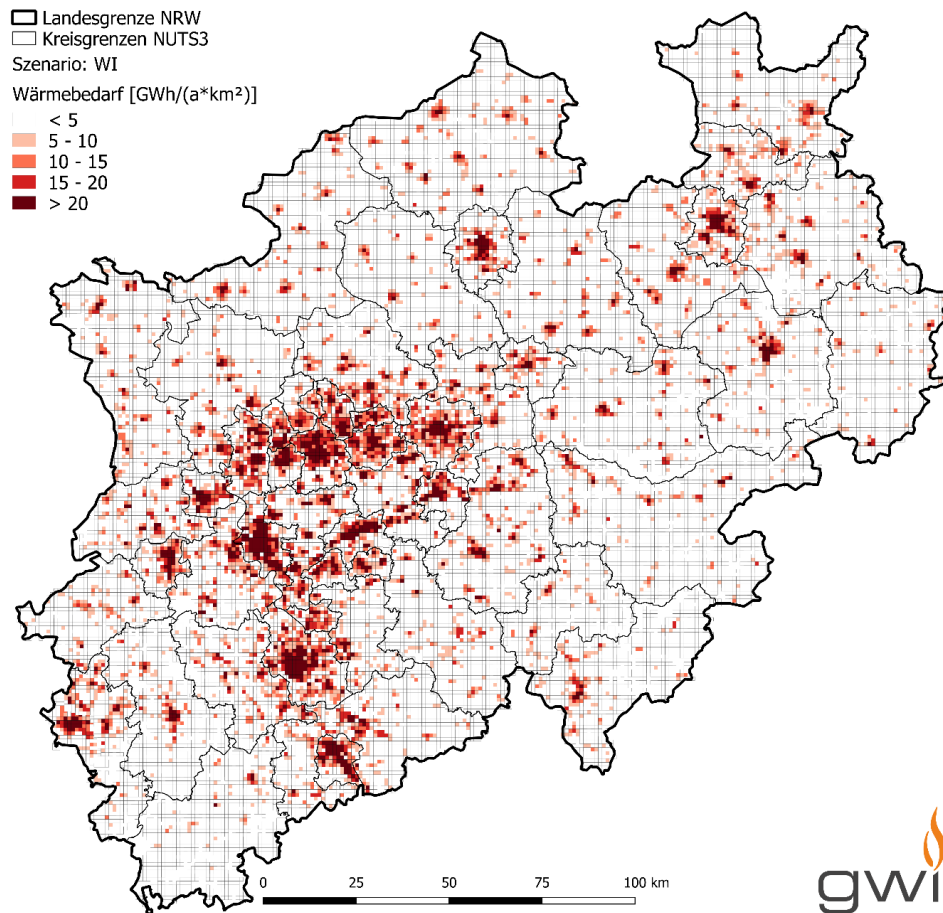


Abbildung 5-22 Gebäudescharfer Wärmebedarf 2050, Klimaschutzszenario, eigene Berechnung und Darstellung, Datenbasis: LANUV

Insgesamt ergibt sich ein Wärmebedarf von knapp **105 TWh/a**. Aus diesem Wärmebedarf ergeben sich die in Abbildung 5-23 und Abbildung 5-24 dargestellten maximalen theoretischen bzw. ökonomischen Potenziale für eine netzgebundene Wärmeversorgung.

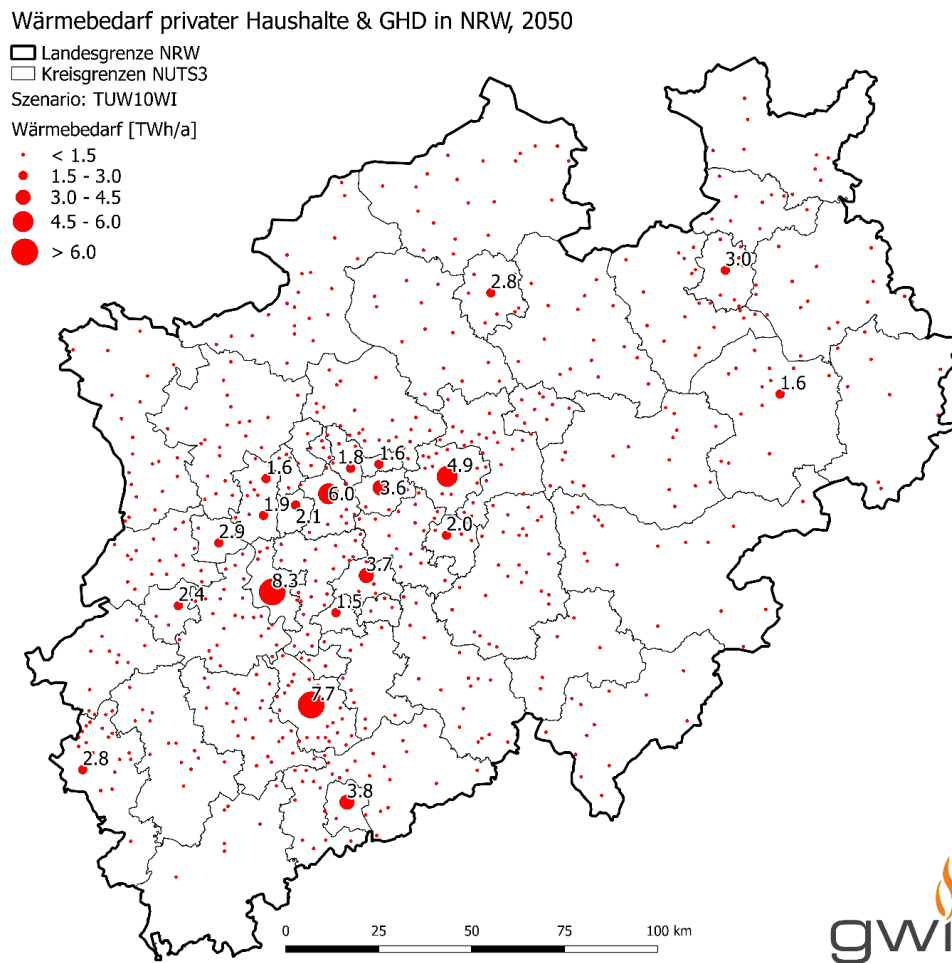


Abbildung 5-23 Theoretisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 10 GWh/km²a; Szenario: TUW10WI, eigene Berechnung und Darstellung

Im Vergleich zum vorher betrachteten Leitszenario ist das theoretische Fernwärmepotenzial im Klimaschutzszenario um gut 26 TWh/a reduziert. Für NRW ergeben sich somit noch knapp **60 TWh/a**. Die Wärmebedarfsregionen Düsseldorf (8,3 TWh/a) und Köln (7,7 TWh/a) sind weiterhin führend.

Wärmebedarf privater Haushalte & GHD in NRW, 2050

Landesgrenze NRW
Kreisgrenzen NUTS3

Szenario: BMVBS30WI

Wärmebedarf [TWh/a]

- < 1.5
- 1.5 - 3.0
- 3.0 - 4.5
- 4.5 - 6.0
- > 6.0

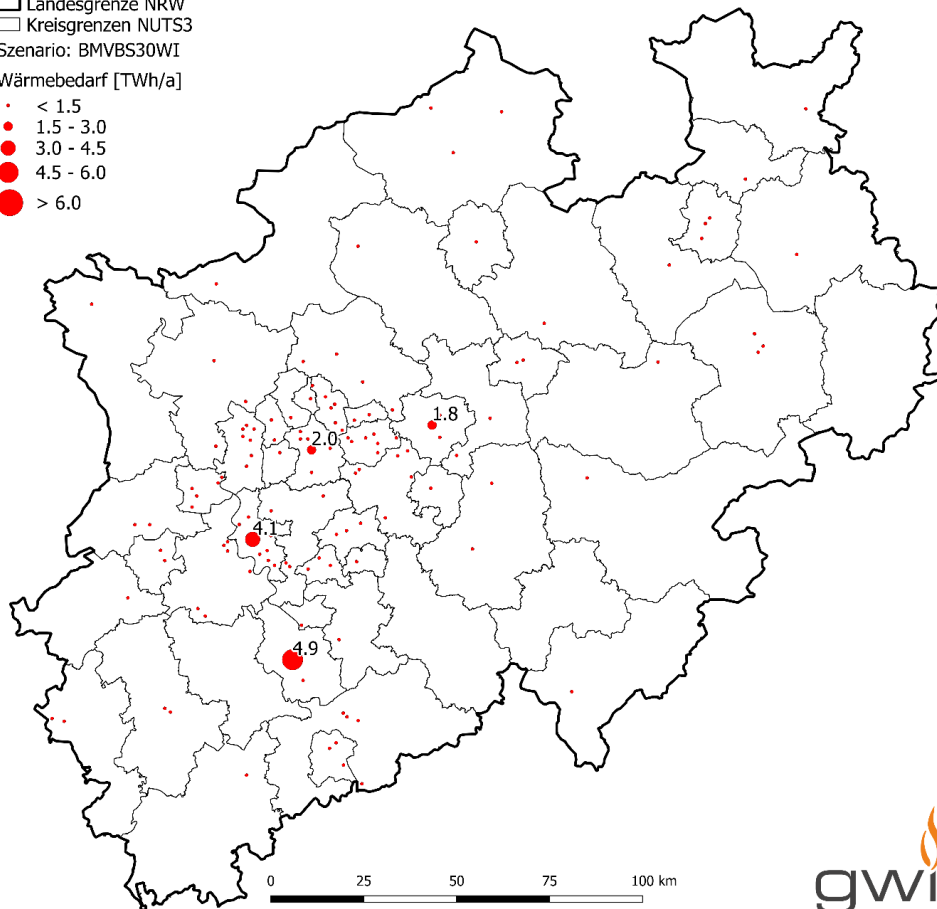


Abbildung 5-24 Ökonomisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 30 GWh/km²a; Szenario: BMVBS30WI, eigene Berechnung und Darstellung

Nach der Bedingung, dass erst ab 30 GWh/km²a ein Fernwärmepotenzial mit ökonomisch betreibbarem Netzgebiet vorliegt, besteht im Szenario BMVBS30WI durch die hier angenommenen ambitionierten Gebäudewärmebedarfsreduktionen lediglich ein Potenzial von **14,5 TWh/a** in NRW. Die Regionen Köln und Düsseldorf machen davon mit zusammen 9,0 TWh/a über 60 % des verbleibenden Gesamtpotenzials aus.

Die Ergebnisse für das Klimaschutzszenario des Wuppertal Instituts sind zusammengefasst in Tabelle 5-9 dargestellt.

Tabelle 5-9 Ergebnistabelle des Wärmebedarfs 2050 in potenziellen Fernwärmeversorgungsgebieten der Regierungsbezirke in NRW, Klimaschutzenszenario

Reg.-Bez.	Einwohner	Fläche	Gebäude- anzahl	Wärme- bedarf	Für leitungsgebundene Versorgung geeignete Wärmebedarfe 2050	
					TUW10WI	BMVBS30WI
		[km²]		[GWh/a]	[GWh/a]	[GWh/a]
Arnsberg	3.597.297	8.010	1.747.802	22.632	12.276	2.469
Detmold	2.057.996	6.524	1.204.947	14.154	5.233	688
Düsseldorf	5.166.462	5.292	2.432.700	29.248	20.091	6.564
Köln	4.422.371	7.364	2.325.307	24.142	12.752	3.398
Münster	2.614.229	6.917	1.455.411	14.733	7.173	1.375
NRW	17.858.355	34.107	9.166.167	104.909	57.526	14.493

Wärmebedarf 2050 im Energieziel 2050

Das letzte untersuchte Zukunftsszenario bildet das Energieziel 2050 des deutschen Umweltbundesamtes [KVWL10]. Hierbei wird von einer Reduktion des Wärmebedarfs auf 20 % des Wärmebedarfs vom Jahr 2005 ausgegangen. Die im Vergleich zum Leitszenario 2050 und Klimaschutzziel 2050 extrem stark angenommene Abnahme des Wärmebedarfs zeigt sich in Abbildung 5-25 im Vergleich zu den obigen Wärmebedarfskarten.

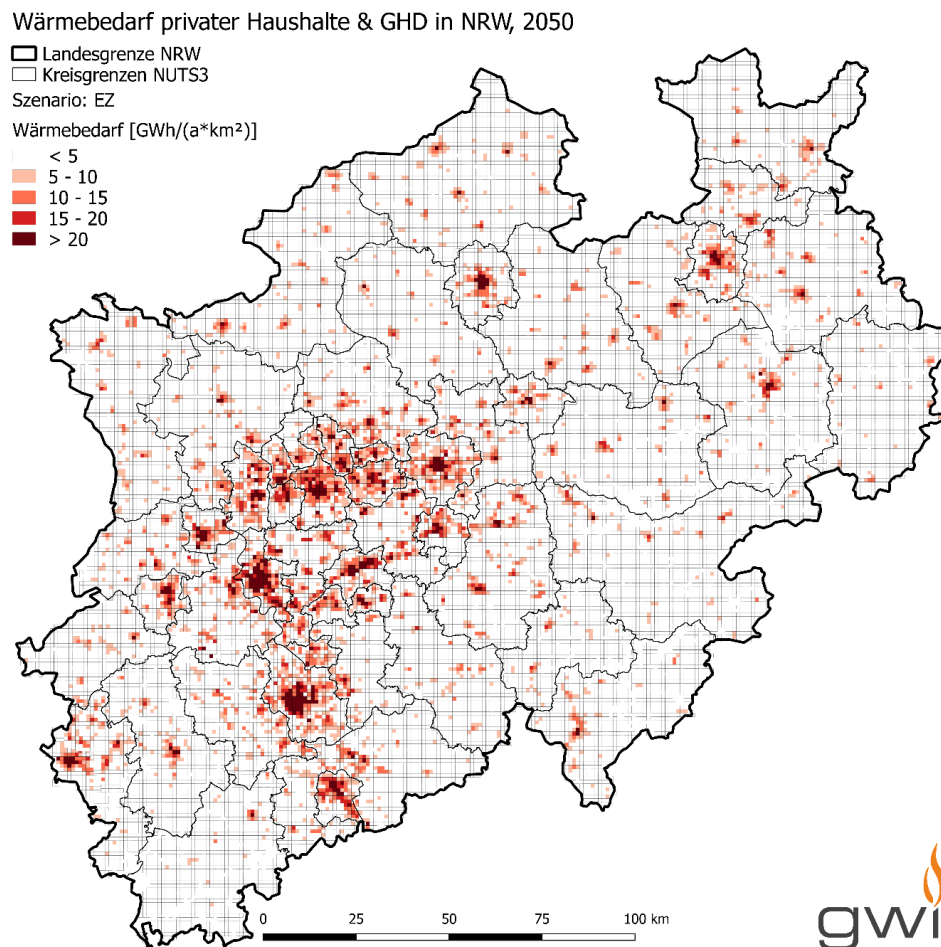


Abbildung 5-25 Gebäudescharfer Wärmebedarf 2050, Szenario: EZ, eigene Berechnung und Darstellung, Datenbasis: LANUV

Im Energieziel-Szenario beträgt der Wärmebedarf in NRW noch etwa **69 TWh/a**. Ein großer Teil der Gebiete, in denen 2015 noch ein Wärmebedarf von über 10 GWh/km²a vorlag, weisen nun einen Wärmebedarf unter 5 GWh/km²a auf und werden in der Abbildung nicht mehr farblich markiert. Cluster mit hohem Wärmebedarf sind nur noch vereinzelt zu erkennen, wie in Abbildung 5-26 und Abbildung 5-27 auch die zu Hot Spots geclusterten Daten für theoretische bzw. ökonomische leitungsgebundene Wärmeversorgung verdeutlichen.

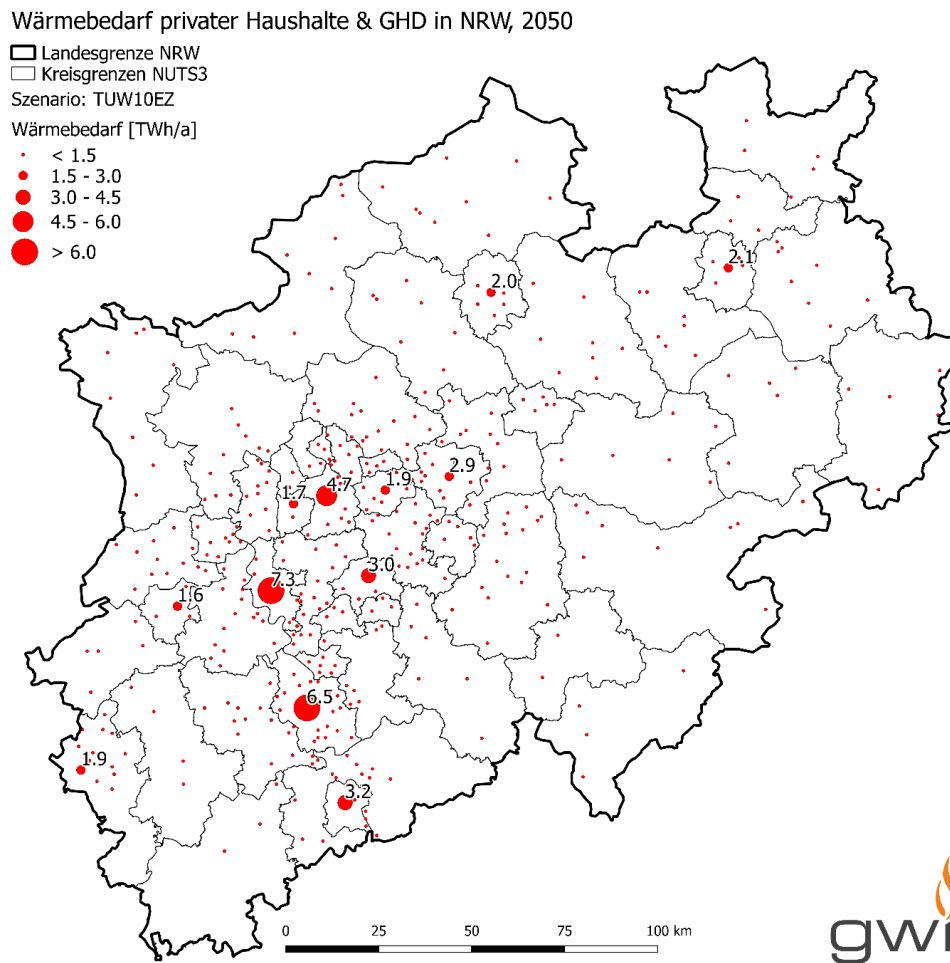


Abbildung 5-26 Theoretisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 10 GWh/km²a; Szenario: TUW10EZ, eigene Berechnung und Darstellung

In Abbildung 5-26 sind die lokalen Bedarfs-Hot Spots abgebildet, die 2050 im Energieziel-Szenario noch einen Wärmebedarf von über 10 GWh/km²a aufweisen. Für NRW ergibt sich ein potenziell durch Fernwärme deckbarer Wärmebedarf von knapp **25 TWh/a**. Die kreisfreie Stadt Düsseldorf weist mit verbleibenden 7,3 TWh/a den größten Wärmebedarf auf.

Wärmebedarf privater Haushalte & GHD in NRW, 2050

Landesgrenze NRW

Kreisgrenzen NUTS3

Szenario: BMVBS30EZ

Wärmebedarf [TWh/a]

- < 1.5
- 1.5 - 3.0
- 3.0 - 4.5
- 4.5 - 6.0
- > 6.0

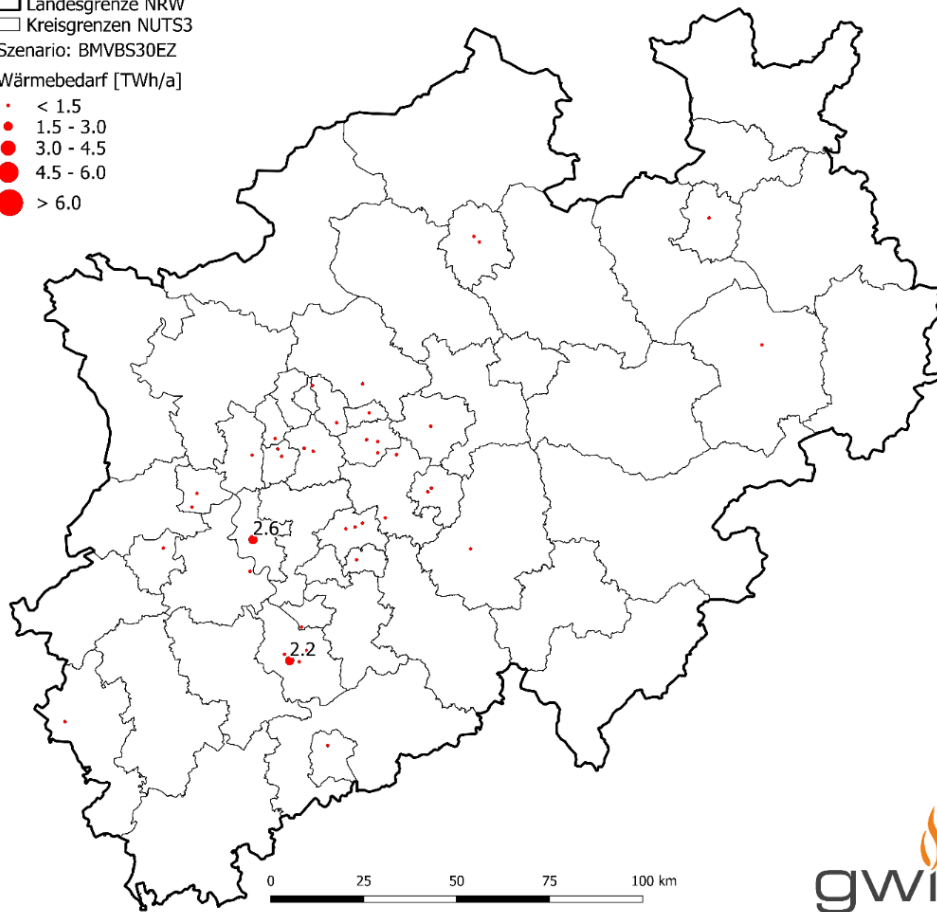


Abbildung 5-27 Ökonomisches Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung in NRW 2050 für Wärmebedarfsdichten ab 30 GWh/km²a; Szenario: BMVBS30EZ, eigene Berechnung und Darstellung

Wird das Potenzial zur leitungsgebundenen Wärmebedarfsdeckung jedoch nach den Maßstäben des BMVBS bewertet, spricht eine nach heutigen Maßstäben ökonomisch zu betreibende Mindestwärmebedarfsdichte angenommen, so sind kaum noch Regionen vorhanden, die für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung infrage kommen (vgl. Abbildung 5-27). Insgesamt bleiben 38 Cluster in denen eine Fernwärmeversorgung mit einer Wärmebedarfsdichte von über 30 GWh/km²a realisierbar wäre. Für NRW ergibt sich ein Potenzial von lediglich etwa **4 TWh/a**. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse im Energieziel-Szenario ist in Tabelle 5-10 dargestellt.

Tabelle 5-10 Ergebnistabelle des Wärmebedarfs 2050 in potenziellen Fernwärmeversorgungsgebieten der Regierungsbezirke in NRW, Szenario: Energieziel 2050

Reg.-Bez.	Einwohner	Fläche	Gebäude- anzahl	Wärme- bedarf	Wärmebedarf 2050	
					TUW10EZ	BMVBS30EZ
		[km ²]		[GWh/a]	[GWh/a]	[GWh/a]
Arnsberg	3.597.297	8.010	1.747.802	14.904	4.942	611
Detmold	2.057.996	6.524	1.204.947	9.327	1.810	109
Düsseldorf	5.166.462	5.292	2.432.700	19.276	9.739	1.874
Köln	4.422.371	7.364	2.325.307	16.010	5.725	1.166
Münster	2.614.229	6.917	1.455.411	9.794	2.688	315
NRW	17.858.355	34.107	9.166.167	69.312	24.904	4.075

Alle Ergebnisse für Status Quo und 2050 werden in der Gesamtbilanz für NRW in Tabelle 5-11 zusammengefasst. Es sei daran erinnert, dass zu diesen Fernwärme- bzw. PtH-Potenzialen industrieller Wärmebezug noch hinzukäme, da alle Berechnungen der vorliegenden Studie allein auf die Wärmebedarfe der Gebäude für Wohnen und GHD bezogen sind. Die Ergebnistabelle ist wie folgt aufgebaut: Die Spalte „Wärmebedarf Gebäude Wohnen + GHD“ gibt die Gesamtwärmebedarfe aller Gebäude 2015 sowie 2050 für die drei Szenarien an. Die folgenden zwei Spalten beziffern davon den Anteil der für leitungsgebundene Versorgung geeigneten Wärmebedarfe für Gebiete ab 10 GWh/km²a bzw. 30 GWh/km²a Bedarfsdichte. Die letzten beiden Spalten geben die resultierenden Fernwärme- bzw. Power-to-Heat-Potenziale an und entsprechen der einspeisbaren Wärmemenge, die aufgrund der Leitungsverluste etwas höher ausfällt als die Wärmebedarfe der versorgbaren Gebäude. Durch diesen zusätzlichen Wärmebedarf in den Netzgebieten springen in der GIS-Analyse weitere Rasterkacheln über die vorausgesetzten Mindestwärmebedarfe pro Fläche und Jahr.

5.2.1.3.3 DISKUSSION DER ERGEBNISSE UND EINORDNUNG IN DEN WÄRMESEKTOR

Die Bandbreite der Ergebnisse zu Fernwärmepotenzialen und damit verbundenen Power-to-Heat-Potenzialen für NRW (Tabelle 5-11) sind zunächst ein Indiz dafür, warum im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung große Verunsicherung herrscht: Je nach Zukunftsszenario besitzt die Fernwärmeversorgung gewaltige Potenziale oder fast völlig verschwindende Zukunftsperspektiven. Die hier vorgestellten Berechnungen liefern durch eine leitplankenartige Bandbreite an Szenarioannahmen zwischen 5 TWh/a und 97 TWh/a Fernwärmepotenziale in NRW, die als maximale Power-to-Heat-Potenziale verstanden werden können. Als realistischere Ergebnisse

(Diskussion s.u.) werden diejenigen Potenziale angesehen, die aus dem Klimaschutzszenario sowie aus der Leitstudie resultieren. Setzt man für die Potenzialberechnung **hohe Wärmebedarfsdichten** ($> 30 \text{ GWh/km}^2\text{a}$) voraus, so ergibt die Berechnung **Fernwärme- bzw. PtH-Potenziale von 17 – 32 TWh/a für NRW**. Erlaubt man hingegen den Fernwärmeausbau auch **ab einer Mindestwärmebedarfsdichte von $> 10 \text{ GWh/km}^2\text{a}$** ergeben sich **Potenziale zwischen 67 – 97 TWh/a**.

Tabelle 5-11 Zusammenfassung aller Ergebnisse der Wärmebedarfsberechnungen sowie der Hochrechnung der Fernwärmepotenziale bzw. maximalen Power-to-Heat-Potenziale in NRW

Wärmebedarfsdichte		Wärmebedarf Gebäude Wohnen+GHD [TWh/a]	davon für leitungsgebundene Versorgung identifizierte Wärmebedarfe		Fernwärme-/ Power-to-Heat-Potenzial	
			$> 10 \text{ GWh/km}^2\text{a}$ [TWh/a]	$> 30 \text{ GWh/km}^2\text{a}$ [TWh/a]	$> 10 \text{ GWh/km}^2\text{a}$ [TWh/a]	$> 30 \text{ GWh/km}^2\text{a}$ [TWh/a]
2015	Status Quo	271	219	144	254	167
2050	Szenario Leitstudie	132	83	28	97	32
	„PtX Industrie“-Szenario WI	105	58	15	67	17
	Szenario Energieziel 2050	69	25	4	30	5

Der **Vergleich mit dem heutigen Stand des Fernwärmennutzung** ergibt, dass im Jahr 2016 in NRW 16,17 TWh Wärmenetzeinspeisung erfolgt sind [Agfw17]. Dies bedeutet, dass auch im Klimaschutzszenario nach starker Wärmebedarfsreduktion (ca. - 60 % inkl. Warmwasser) noch immer ein Fernwärmepotenzial im Umfang der heutigen Netzeinspeisung vorhanden wäre. Dies allerdings nur unter der Randbedingung, dass nach und nach alle im Netzgebiet liegenden Gebäude an das Leitungsnetz angeschlossen würden. Es wäre also nötig, bis 2050 eine Nachverdichtung der Hausanschlüsse zu bewerkstelligen, um im heutigen Umfang Fernwärme zu betreiben. Orientiert man sich bei gleichbleibend hoher Mindestwärmebedarfsdichte an der Leitstudie (- 50 % Wärmebedarfsreduktion), so ergeben sich mit 32 TWh/a wesentlich höhere Potenziale für Fernwärme, die der doppelten heute eingespeisten Wärmemenge entsprechen.

Bei der zusätzlichen **Berücksichtigung von Gebieten niedrigerer Wärmebedarfsdichte** (ab $10 \text{ GWh/km}^2\text{a}$) erhöhen sich die Potenziale auf etwa das vier- bis sechsfache der heute eingespeisten Wärmemenge (Tabelle 5-11). In diesen Szenarien würden u.a. infolge von Dämmmaßnahmen an eine Vielzahl von Hausanschlüssen geringe Wärmemengen geliefert werden, was zu einer Umverteilung der

Kostenstruktur führen würde. Um die Infrastrukturkosten decken zu können, müsste mit einer anteiligen Erhöhung des Leistungspreises pro Anschluss gerechnet werden.

Die sich auch in den hier gezeigten Ergebnissen deutlich abzeichnende **Unsicherheit über zukünftige Entwicklungsaussichten** stellt ein Hemmnis für die Entwicklung neuer Fernwärmeprojekte dar. Die Hauptunsicherheit resultiert dabei nicht aus den technischen Eigenschaften der Fernwärmeversorgung als solche. Ihre Leistungsfähigkeit und Effizienz ist zu genüge belegt und ihre technische Zukunftsfähigkeit unumstritten. So lassen sich große Wärmespeicher, Umweltwärmequellen, industrielle Abwärmequellen und erneuerbare Strommengen mit vorhandener, erprobter und sicherer Technik integrieren. Die extreme Spannweite der Ergebnisse folgt vielmehr aus der unbekannten zukünftigen Größe der lokalen Wärmebedarfe, auf denen die Analysen aufgebaut wurden. Die Entwicklung der zukünftigen Gebäudewärmebedarfe soll daher im Folgenden inklusive ihrer Auswirkung auf die sich ergebenden Potenziale eingeordnet werden.

Für alle Berechnungen zukünftiger **Wärmebedarfe** spielt die **Gebäudesanierungsrate** eine entscheidende Rolle. Sie reduziert in jedem Jahr den Anteil der energetisch unsanierten Gebäude um einen Anteil, der sich derzeit auf lediglich geschätzten 1 % beläuft. Um die politisch festgeschriebenen Klimaziele zu erreichen, hat sich die deutsche Bundesregierung 2010 in ihrem Energiekonzept für den Gebäudebestand das Ziel gesetzt, die derzeitige Sanierungsrate in „etwa zu verdoppeln“ [BuBu10]. Genauere Zielformulierungen werden nicht angegeben. Laut Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung ist die Sanierungsquote ohnehin „kaum als politische Zielvorgabe geeignet“, denn der „energetische Zustand der Gebäude wird nicht amtlich erfasst“ und der häufig zitierte Wert von etwa 1 % leitet sich aus einer Studie für 2005 - 2008 ab [Rein16]. Die Tiefe der durchgeführten Sanierungen und der resultierende energetische Sanierungserfolg sind unbekannt und für den Bereich der Nicht-Wohngebäude ist eine Definition der Sanierungsrate aufgrund einer unbekannten Gebäudeanzahl unmöglich.

Stellschrauben zur Beeinflussung der **Sanierungsaktivität** existieren jedoch und werden seit Jahren angewendet. Ihr Erfolg kann mangels energetischer Gebäudedaten lediglich mit großen Unsicherheiten am Einsatz von Finanzmitteln abgeschätzt werden. Die Sanierungsaktivität ist in den letzten Jahren nicht gestiegen (Abbildung 5-28). Zu den eingesetzten Stellschrauben zählen unterschiedliche Förderprogramme sowie zinsgünstige Kredite der Förderbank KfW (BAFA-Förderung). Aktuelle Hemmnisse bei der Steigerung der Sanierungsaktivität können sich unter anderem aus mangelnder Attraktivität der Fördermittel in Niedrigzinszeiten erklären. Auch wirkt bürokratischer Aufwand zur Information über und Beantragung der Fördermittel als Hemmnis. Mangelnde Motivation für tiefe Energiesanierung folgt insbesondere aus Amortisationszeiten jenseits von 20 Jahren die aus aktuell niedrigen Energiepreisen für Wärme resultieren. In der Studienlandschaft wird generell unterstellt, dass die Sanierungsquote in den nächsten Jahren stark erhöht wird – anders können die in den Szenarien angenommenen Wärmebedarfsreduktionen nicht erreicht werden. Insbesondere das „Energieziel 2050“ mit einem Raumwärmebedarfsrückgang von 80 % und 3,3 % Sanierungsrate ab 2020 und die daraus hier abgeleiteten Fernwärme- und PtH-Potenziale muss angesichts der heute verfügbaren Informationen zumindest für die nächsten Jahre als äußerst unrealistisch angesehen

werden, da sich bis dato **kein Trend zu steigenden Sanierungsaktivitäten** im Gebäudebereich andeutet (Abbildung 5-28). Selbst die aus den Annahmen des Klimaschutzszenarios und der Leitstudie abgeleiteten Szenarien nutzen ambitionierte Annahmen zum Wärmebedarfsrückgang, so dass die resultierenden Fernwärme- und PtH-Potenziale in dieser Hinsicht hier nicht überschätzt werden. Sollten diese Annahmen im Gebäudebestand tatsächlich stark verfehlt werden, wird auch eine Elektrifizierung der dezentralen Wärmebereitstellung an der stark erhöhten benötigten Strommenge und den damit verbundenen erhöhten Erzeugungs- und Transportaufgaben sowie entstehenden Kosten scheitern.

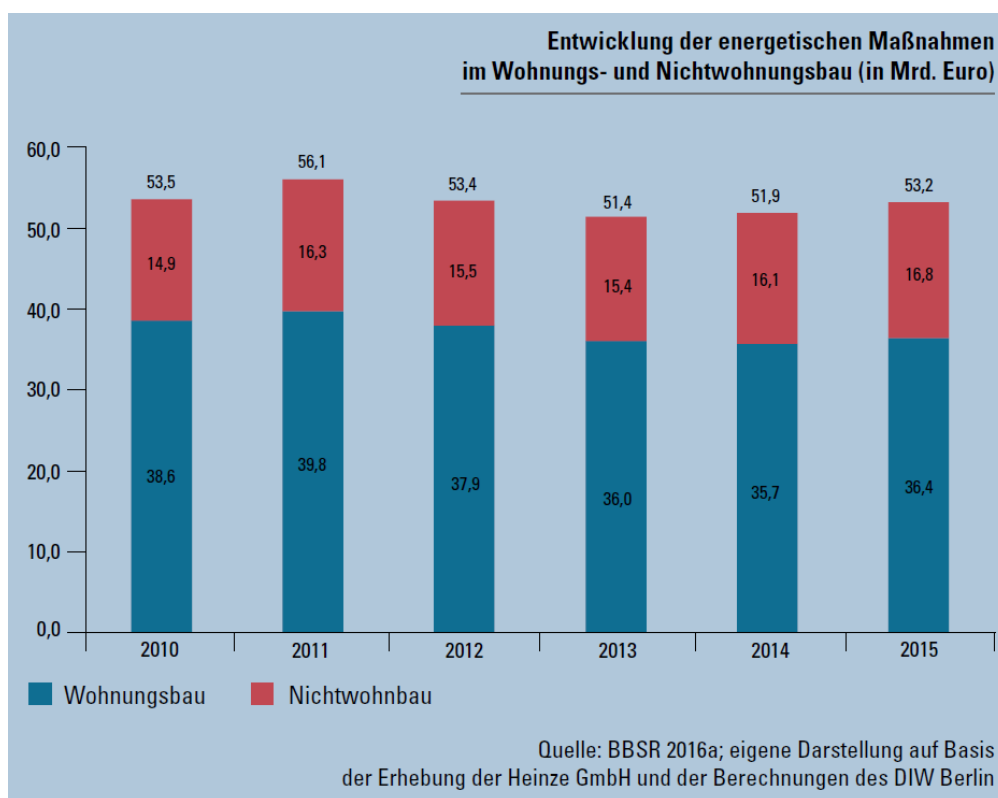


Abbildung 5-28 Entwicklung der energetischen Maßnahmen im Wohnungs- und Nichtwohnungsbau in Deutschland 2010-2015 (in Mrd. Euro) [Rein16]

Insgesamt lässt sich bei der Beobachtung der **Trends im Wohnungsneubausektor** feststellen, dass Fernwärme in den letzten Jahren tatsächlich an Attraktivität zugenommen hat. So hat sie ihren Anteil in diesem Segment seit der Jahrtausendwende etwa verdreifachen können. Im Neubaubereich ist die **Fernwärme nun ebenso erfolgreich wie die Elektrowärmepumpe** (Abbildung 5-29). Beide Formen der Wärmebereitstellung machen jeweils 23,8 % bzw. 23,4 % des Neubausektors aus und entsprechen in Summe in etwa dem Marktsegment, das die Erdgasbranche seit der Jahrtausendwende verloren hat. Zwar liegen Erdgasneuanschlüsse durch die Kombinierbarkeit mit Solarthermie sowie durch Nachverdichtung der Gasnetzgebiete (z.B. Neuanschlüsse durch Verdrängung von Öl- und Kohle-

Kesseln) immer noch deutlich an erster Stelle, jedoch scheinen sich die alternativen Versorgungssysteme „Strombasierte Wärmepumpen“ und „Fernwärme“ als Hauptkonkurrenten herauszukristallisieren. An der Entwicklung der letzten Jahre lassen sich also zwei Trends sowohl zur Nah- und Fernwärme als auch zur Elektrowärmepumpe ablesen. Die beiden Technologien kannibalisieren ihre Marktanteile gegenseitig nicht – sind sie doch für völlig unterschiedliche Siedlungstypen geeignet.

Selbst ein gelegentlich diskutierter Rückbau von Gasverteilnetzen liegt Stand heute nicht auf der Hand, findet doch eine leichte, aber stetige Nachverdichtung der Anschlüsse statt. Da Erdgas durch Bio-Erdgas und synthetische Power-to-Gas-Erzeugnisse potenziell erneuerbar bereitgestellt werden kann, besteht aktuell kein politischer Druck, die Versorgung mit diesem Energieträger zurückzufahren. **Aus aktueller Sicht könnten also alle drei diskutierten Wärmeversorgungssegmente Strom/Gas/Fernwärme weiter koexistieren**, während lediglich die übrigen fossilen Brennstoffe Heizöl und Kohle klar aus dem Markt verdrängt werden. Ob Erdgas im Neubausektor oder Sanierungsbereich weiterhin den größten Anteil der Beheizungssysteme versorgen kann, erscheint sehr fraglich und von der zukünftigen Ausgestaltung der EnEV bzw. eines möglichen zukünftigen GEG (Gebäudeenergiegesetz) sowie der zukünftigen Verfügbarkeit und Preise erneuerbarer Gase (Biogas oder Power-to-Gas) abhängig.⁸

⁸ Bereits ist es für Gebäude mit einem hohen Energiestandard ab KfW 40 nicht mehr möglich, die Wärmebereitstellung über Erdgas zu realisieren.

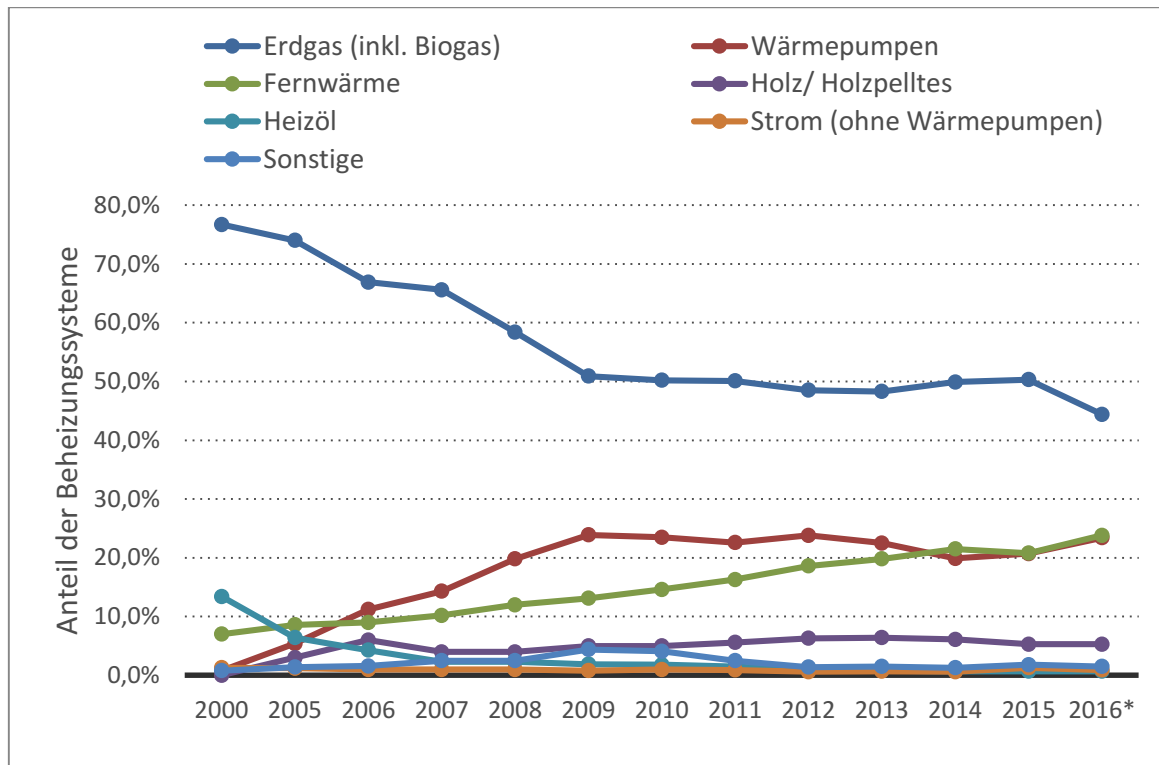


Abbildung 5-29 Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2016 [Bdew17a]

Literaturvergleich

In seiner Dissertation gelangt **S. Kempe** zu dem Ergebnis, dass das technisch erschließbare Potenzial der Fernwärmenutzung 2020 in Deutschland 205 TWh beträgt. Bis 2050 nehme dieser Wert aufgrund einer unterstellten rückläufigen Bevölkerungsentwicklung (auf 74,3 Mio. in 2050) und Erhöhung der Wärmedämmstandards auf 125 TWh ab [Kemp14]. Deutschland wurde hier vereinfacht in acht Gemeindekategorien eingeteilt, aus denen je eine repräsentative Gemeinde detailliert untersucht und zur Berechnung der Ausbaumöglichkeiten durch lineare Optimierung verwendet wurde. Im Vergleich zur heutigen Wärmenetzeinspeisung von 83,7 TWh [Agfw17] ergibt sich demnach für die 2050 Perspektive ein zusätzliches Potenzial von +50 %. Wie viel davon auf NRW entfiel, wird in der Arbeit nicht aufgeschlüsselt.

In seiner Masterarbeit „Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland: Potenziale zur Nutzung von Stromüberschüssen in Fernwärmenetzen“ konnte **D. Eller** durch eine stundengenaue Analyse der Residuallasten nachweisen, dass bei einem 80 % EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bis zu 50 % des erwarteten Stromüberschusses in Wärmenetzen genutzt werden könnte. In dieser Betrachtung wird ein engpassfreier Transport der zu integrierenden Strommengen unterstellt [Elle15]. In der Arbeit werden die Fernwärmenetze aus dem Bestand als konstante Größen für die Zukunft angesehen und auch kein Rückgang der Wärmebedarfe berücksichtigt. Der Autor stellt fest, dass allein die 42 größten der etwa 1.400 deutschen

Fernwärmenetze 76 % des gesamten Fernwärmeverbrauchs ausmachen und daher eine Elektrifizierung bzw. bivalente Nachrüstung dieser wenigen Netze genügen würde, um einen Großteil des Power-to-Heat Potenzials mit geringem technischen und finanziellen Aufwand auszuschöpfen [Elle15]. Dieses bilanzielle Argument soll im Rahmen der vorliegenden Studie ergänzt werden um die Anmerkung, dass je nach regionalem Auftreten und Dauer von EE-Erzeugungsüberschüssen auch kleinere Wärmenetze zur Elektrifizierung vorgesehen werden sollten. Der in diesem Pfad gewählte räumlich hoch aufgelöste Ansatz zeigt, dass sich auch außerhalb der größten Ballungszentren Potenziale zur Integration erneuerbaren Stroms in die Fernwärmeversorgung befinden, die Emissionen reduzieren und eine Reduktion des überregionalen Stromtransportbedarfes bei gleichzeitiger Vermeidung von EE-Abregelung erreichen können.

Das Beratungsunternehmen Roland Berger kommt zu dem Ergebnis, dass die **Wohnungswirtschaft** (Mehrfamilienhäuser) u.a. durch eine sehr begrenzte Dachfläche pro Wohnraum Wärmelösungen braucht, die in vielen Fällen durch regenerative Nahwärme oder regenerativ gespeiste Fernwärme ergänzt werden müssen. Auf dieselben Optionen könne auch das Segment Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zurückgreifen [HKHA17]. Für die vorliegende Arbeit unterstreicht dieses Ergebnis die Zukunftsfähigkeit von netzgebundener Wärmeversorgung in Gebieten hoher Bedarfsdichten, d.h. insbesondere in Zentren und Ballungsgebieten.

Für die hier präsentierten Untersuchungen wurde die Fernwärme technisch auf dem heutigen Stand der Technik eingefroren. Jedoch gibt es einen derzeit intensiv erforschten **Ansatz zur technischen Effizienzsteigerung** durch den Übergang zu Wärmenetzen mit **niedrigen Netztemperaturen**, der bereits in etlichen Projekten erprobt und umgesetzt wurde [PPOM09]. Insbesondere in Neubausiedlungen, deren Gebäudehüllen bereits hohe Effizienzstandards erfüllen, werden hohe Vorlauftemperaturen nicht mehr benötigt. Durch den Einsatz der sogenannten „kalten Nahwärme“ (auch „Low-Ex-Netze“) lassen sich regenerative Wärmequellen besser integrieren bzw. es muss ein geringerer Temperaturhub durch Einsatz von Strom oder zusätzlichen Brennstoffen bewerkstelligt werden. Außerdem sinken Leitungsverluste durch die geringere Temperaturdifferenz zwischen dem transportierten Wasser und der Umgebung (Erdreich), so dass Leitungsverluste deutlich unterhalb der heute durchschnittlichen 14 % (in NRW, s.o.) erreicht werden und Leitungen nur noch begrenzt isoliert werden müssen.

Exkurs: Wie steht es um die Heizsysteme jenseits der Wärmenetze?

Die vorliegende Pfadanalyse konzentriert sich bewusst auf die großen Elektrifizierungspotenziale (PtH), die im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung liegen. Jenseits der theoretischen Ausbaupotenzialflächen der Wärmenetze verbleiben jedoch Millionen weiterer Gebäude mit dezentralen Wärmebedarfen, auf die hier kurz in Form eines Exkurses eingegangen werden soll.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die Einbindung von Power-to-Heat in Einzelgebäuden durchaus möglich ist. Die entsprechenden Potenziale wurden hier nicht ermittelt und kämen zu den oben diskutierten Energiemengen hinzu. In den Haushalten jedoch wäre die Elektrifizierung oder bivalente

Nachrüstung des Anlagenbestandes gemessen an der sinnvoll installierbaren Leistung mit erhöhtem Aufwand verbunden. So wäre für eine stromnetzdienliche Anlagenfahrweise z.B. einer Elektroheizpatrone in einem Wärmespeicher die **Installation von fernsteuerbarer Steuerungstechnik und Kommunikationstechnik** Voraussetzung. Um zeitliche Flexibilität zu erreichen und somit sicherzustellen, dass weit überwiegend erneuerbare Strommengen abgenommen werden können, sind zudem Wärmespeicher mit großen Kapazitäten und hoher thermischer Isolation nötig. Die smarte Ausstattung der Betriebsmittel im häuslichen Umfeld stößt möglicherweise auf **Akzeptanzprobleme**, da die Nutzungsgewohnheiten der Endkunden zur kumulierten Steuerung eines Anlagenschwarms digital übertragen werden müssten. Größere Wärmespeicher können zu Platzproblemen und erhöhtem Investitionsbedarf führen. Erst mit dem Markteintritt innovativer Speicherkonzepte wie dem Latentwärmespeicher könnte sich das Platzproblem und die Herausforderung der Isolation lösen (Details hierzu siehe → Steckbrief Wärmespeicher).

Werfen wir einen Blick auf die Investitionsentscheidungen im Heizungsbereich der letzten Jahre, so fällt auf, dass der Effizienzgedanke diese durchaus beeinflusst. So nimmt der Anteil der Brennwerttechnik stetig zu und verdrängt die veraltete Heizwerttechnik langsam aus dem Markt (Abbildung 5-30).

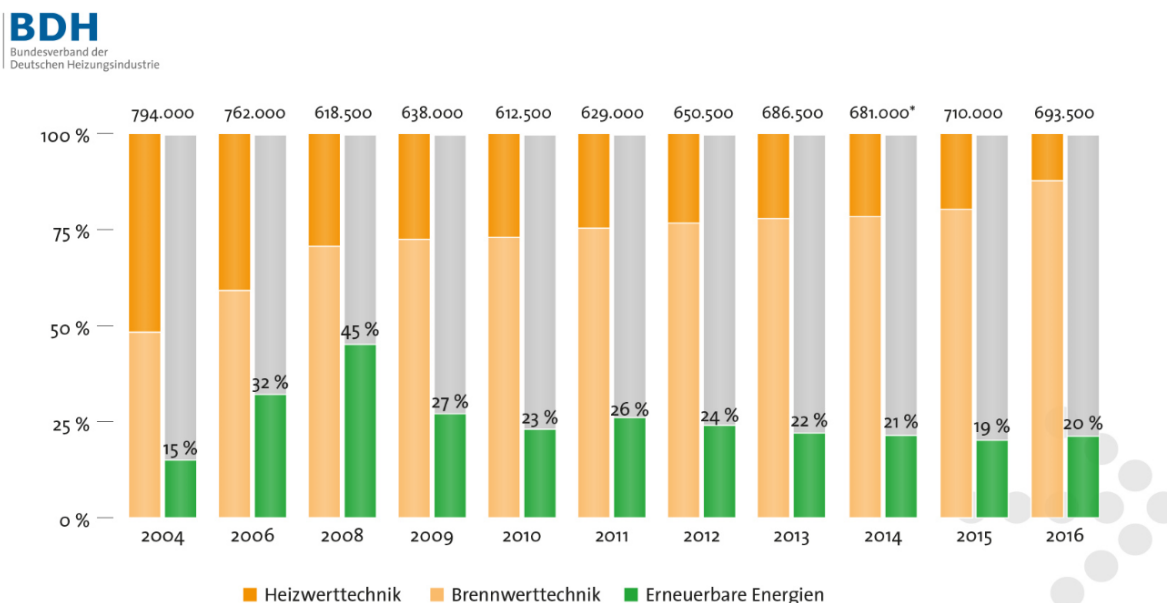


Abbildung 5-30 Anteil der jährlichen Investitionsfälle mit Einkopplung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Der Anteil der Investitionen in Heizsysteme mit erneuerbarer Einkopplung beläuft sich in den letzten Jahren auf nur ca. 20 %, wobei eine starke Abhängigkeit mit dem Verfall der Öl- und Gaspreise seit 2008 besteht. (*Eine Erweiterung des Meldekreises in der Produktstatistik „Biomassekessel“ im Jahr 2014 führte zu höheren Stückzahlen im Vergleich zum Vorjahr. Die prozentuale Entwicklung zum Vorjahr ist aber negativ.) [Bdh16]

Bei etwa 700.000 Investitionen in Heizsysteme und etwa 21 Mio. Wärmeerzeugern im Bestand liegt derzeit eine Austauschquote von etwa 3,3 %/a vor. Allerdings wird nur ein Fünftel dieser Installationen, also etwa 0,67 % des Gesamtbestandes pro Jahr mit erneuerbarer Einkopplung installiert. An diesen

Zahlen zeigt sich, dass von einer konsequenten Wärmewende bei Weitem nicht gesprochen werden kann. Insbesondere im Bestandsbau, der noch 5,1 Mio. Öl- und 7,8 Mio. Gas-Heizwertkessel aufweist [Bdh16] fehlen aktuell finanzielle Anreize für die Umrüstung auf eine emissionsarme Heiztechnik. Durch niedrige Öl- und Gaspreise wird dieser Innovationsstau noch verstärkt.

5.2.1.3.4 RISIKEN UND NOTWENDIGE BEDINGUNGEN FÜR PFADAUSBAU

Derzeit ist die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung und negativer Minutenreserve meist die einzige wirtschaftliche Vermarktungsmöglichkeit für Power-to-Heat-Anlagen. Dieser Markt kann durch die schnelle Reaktionsfähigkeit und im Vergleich zu anderen Energiespeichern wie Power-to-Gas geringen Investitionskosten bedient werden. Hier soll das Augenmerk auf den Wärmesektor speziell im Bereich Wohnen in Kombination mit Wärmenetzen beleuchtet werden.

Das Beispiel Dänemark zeigt, dass sich der Anteil der Erneuerbaren Energien mit dem Ausbau von Wärmenetzen schnell steigern lässt [Maie17]. Risiken für die tiefe Durchdringung des Wärmemarktes mit erneuerbarer Fernwärme liegen in Deutschland aufgrund der gänzlich unterschiedlichen Struktur zunächst in einem möglichen **Mangel an lokal erschließbaren erneuerbaren Quellen** zur Dekarbonisierung der Fernwärme. Im Gegensatz zu Dänemark sind in Deutschland und speziell in NRW pro Kopf wesentlich geringere Wind- und Flächenpotenziale sowie Biogaspotenziale vorhanden.

Soll in NRW stattdessen insbesondere erneuerbarer Strom z.B. aus Niedersachsen oder aus Offshore-Anlagen Anwendung finden, so müssten zur zeitlichen Flexibilisierung zusätzlich zu Elektrokesseln auch **groß dimensionierte Wärmespeicher** in die Wärmenetze integriert werden. Diese tragen zur Flexibilisierung von KWK im Wechselspiel mit EE-Strombezug bei, indem sie Wärmeproduktion und -abnahme zeitlich entkoppeln [WaHS12]. Wärmespeicher können z.B. durch ihre Pufferwirkung zum Tag/Nacht-Ausgleich beitragen indem sie beispielsweise den häufig nachts auftretenden Überschussstrom aus Windenergieanlagen aufnehmen und tagsüber den Einsatz von Brennstoffen reduzieren. Ohne die Integration zusätzlicher Speicher wäre in EE-Mangelzeiten der Grad der durch Power-to-Heat und erneuerbare Strommengen bereitgestellten Wärmeherzeugung begrenzt und es müssten in wesentlich größerem Umfang KWK-Anlagen eingesetzt werden. Die oben präsentierten theoretischen Potenziale wären so nur zu einem kleinen Anteil zu heben. Um im Fall der KWK-Nutzung nicht gänzlich auf fossile Energieträger angewiesen zu sein, sollte der verstärkte Einsatz von Biogasen im Wärmemarkt vorgesehen werden.

Bei starker Abhängigkeit von über lange Distanzen transportierten Strommengen entstünde zudem ein zusätzlicher Stromtransportbedarf. Vorteilhaft für das Energiesystem wäre die Einbindung von EE-Mengen aus regionaler Erzeugung in Wärmenetze, die direkt aus Stromverteilnetzen ohne Umweg über die Transportnetze realisiert werden könnte. Dies entspräche einer **Sektorenkopplung auf der regionalen Ebene**.

Für diese Sektorenkopplung sollte kein ausschließlicher Fokus auf die Integration von Strommengen im Wärmemarkt gelegt werden, sondern darüber hinaus mehr **erneuerbare Wärme** sowie **erneuerbare Brennstoffe** über KWK eingebunden werden. Solarthermische Anlagen reduzieren die Laufzeit der KWK oder der Biomasseverbrennung. Diese wiederum kann bei fehlender Sonneneinstrahlung oder mangelndem EE-Stromangebot genutzt werden. Die Diversifizierung des Wärmequellenportfolios erfordert zusätzliche Speicher für PtG-Produkte, Biomasse oder Biogas, um zeitliche Flexibilität zu gewinnen. Die unterschiedlichen Wärmequellen erfolgreich zu integrieren ist technisch machbar, ein Risiko zur Umsetzung liegt jedoch in der zu berücksichtigenden Anzahl an partizipierenden Parteien und der komplexen vertraglichen Ausgestaltung der unterschiedlichen Interessen. Zudem besteht das planerische Risiko, dass durch Änderung der Randbedingungen einzelne Bezugsquellen, auf die ein Anlagenpark ausgelegt wird, unerwartet nicht mehr zur Verfügung stehen (z.B. industrielle Abwärmeequellen) oder stark im Bezugspreis steigen, so dass es zu „stranded investments“ für einige Anlagenteile kommt.

Zu Zeiten höherer Strompreise (also außerhalb der Überschussproduktion) stellt sich für die Betreiber des Anlagenparks zur Wärmeerzeugung die Frage, ab welchen Grenzkosten zur Wärmegestehung z.B. auf den Brennstoff Erdgas zurückgegriffen wird. Da jede betriebswirtschaftliche Optimierung ohne äußere Vorgaben nach ökonomischen Gesichtspunkten stattfinden wird, besteht das Risiko, dass selbst bivalent ausgestattete Wärmenetze nur unter der selten eintretenden **Bedingung negativer oder sehr geringer positiver Strompreise** eingesetzt werden und somit lediglich einen kleinen Bruchteil ihres Dekarbonisierungspotenzials ausschöpfen könnten. Das zukünftige Vorhandensein dieser Überschussstrommengen, um die sich ein Wettbewerb aufbauen wird, ist in zeitlicher Ausprägung und Umfang umstritten. Für heute bereits getätigte Investitionsentscheidungen für Power-to-Heat-Anlagen besteht noch eine Unsicherheit über die sich zukünftig ergebenden Laufzeiten im Wärmemix.

Eine starke Erhöhung der **Einbindung industrieller Abwärmemengen** in die leitungsgebundene Wärmeversorgung, unter anderem diskutiert in [PBAJ10], würde insbesondere in NRW zu ökologisch wie ökonomisch vorteilhaften Synergieeffekten führen. So könnten industrielle Abwärmemengen, die für industrielle Prozesse nicht mehr verwendet werden einem Nutzen im Wärmenetz und somit einer Wertschöpfung zugeführt werden. Niedrige Temperaturniveaus könnten ggf. durch den Einsatz von hocheffizienten Wärmepumpen auf ein nutzbares Niveau angehoben werden, so dass neben dem Zugang zum Wärmemarkt auch der Einsatz als Lastmanagement-Maßnahme möglich wird (siehe auch „Pfad 1: Lastmanagement in der Industrie“, Abschnitt 5.1).

Das Potenzial der erschließbaren industriellen Abwärmeequellen für diese Form der **Sektorenkopplung** ist schwer zu beziffern. Es kann jedoch als sicher angenommen werden, dass dieses Potenzial sehr deutlich über den heute durchschnittlichen 2 % der Wärmenetzeinspeisung [Agfw17] in Deutschland liegt. Erste Forschungsergebnisse für NRW liegen in Form der „Kurzstudie industrielle AbwärmePotenziale in NRW“ [WuDI15] sowie für beispielhafte Gewerbeparks durch das Projekt GET.MIN [Lehr15] vor. Eine Einbindung von Abwärmemengen könnte insbesondere in den industriell geprägten Ballungszentren NRWs den Mangel an lokaler EE-Erzeugungskapazität zum Teil kompensieren und stellt durch die Nähe zu den Gebäudewärmebedarfen ein wertvolles Potenzial dar.

Es besteht jedoch ein erhebliches Risiko, dass diese brachliegenden Potenziale auch weiterhin nicht gehoben werden, falls nicht ein intensiver Austausch zwischen Politik, Industrie bzw. Gewerbe und Wärmenetzbetreibern initiiert wird. Anfang Januar 2018 startete das Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW eine Unternehmensumfrage zur industriellen Abwärme [Ener18]. Dies kann als wichtiger Schritt gewertet werden, um die vorhandenen Wärmemengen einem sinnvollen Nutzen zuzuführen und Emissionen aus der Wärmeerzeugung zu verdrängen.

Das konsequente Erschließen von Umweltwärme, Abwärme und erneuerbaren Stromangeboten kann helfen, die derzeit noch in den großen Fernwärmenetzen vorhandenen Kohle-KWK-Anlagen zu substituieren. Industrielle Abwärmequellen zeichnen sich häufig durch konstante Lastflüsse aus und können einen Beitrag zur Wärmegrundlast leisten. Zusätzlich wird derzeit geplant, an den Standorten Gelsenkirchen und Herne neue **Gaskraftwerke zur Stromproduktion und Versorgung der Fernwärme** zu errichten [Mein18]. Zusätzlich wurden zum Gebotstermin der ersten Ausschreibungsrunde im Rahmen der KWKAusV drei gasbetriebene KWK-Anlagen in NRW durch die BNetzA bezuschlagt [Bnet17a]. Gaskraftwerke sollen dort die zukünftig wegbrechende Erzeugung aus Kohle ersetzen. Sie erzeugen nicht nur wesentlich geringere Emissionen als Kohle-KWK-Anlagen, sondern können auch flexibler auf ein volatiles EE-Angebot reagieren. Großdimensionierte PtH-Anlagen und Gas-KWK ergänzen einander angesichts fluktuierender EE-Erzeugung. Insbesondere bei negativen Strompreisen kann PtH die volkswirtschaftlich effizientere Lösung sein.

Analog zu Power-to-Gas-Anlagen und anderen Energiespeichern ist auch Power-to-Heat Stand heute mit erheblichen Hindernissen konfrontiert. Während Anlagen für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt nicht durch Umlagen belastet werden ist dies bei einem marktorientierten Einsatz nicht gegeben. Durch die Einordnung als Letztverbraucher müssen Power-to-Heat-Anlagen in diesem Fall für bezogenen Strom die volle Belastung an **Steuern, Abgaben und Netzentgelten** zahlen. Dieser Umstand verhindert bislang den sinnvollen Einsatz von Power-to-Heat [Elle15], obwohl diese Technologie geeignet wäre regenerativ erzeugten Strom sektorenübergreifend nutzbar zu machen und gleichzeitig das Stromnetz zu entlasten [KrAB13]. Die BET-Studie kommt bereits 2013 für die Nutzung von Überschussstrom in Elektrokesseln zu dem Schluss, dass diese von Netzentgelten und Umlagen befreit werden sollte. Dies sei auch „sachgerecht, da in der hier unterstellten Anwendung eine Systemdienstleistung zur Entlastung der Netze erbracht wird analog zur Regelenergie, für deren Bereitstellung Elektrokessel ebenfalls von diesen Zahlungen befreit sind. Um Überschussstrom zu Wärme im Falle von Netzengpässen anwenden zu können, muss es Regelungen geben, die eine Ansteuerung des Elektrokessels durch den Netzbetreiber ermöglichen und es müssen finanzielle Anreize für Wärmenetzbetreiber geschaffen werden, den Elektrokessel im Sinne des Überschussstrom zu Wärme-Konzeptes einzusetzen [KrAB13]. Bis heute ist jedoch unsicher, wo, ab wann und in welchem Umfang Überschussstrom verfügbar sein wird. Potenzielle Betreiber von Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Heat können Stand heute nicht auf Erleichterungen beim Strombezug setzen. In Band I dieses Berichtes findet eine Definition des Überschussstrom-Begriffes.

Grundsätzlich handelt es sich bei der leitungsgebundenen Wärmeversorgung um ein **unreguliertes Monopol**. Dieser Umstand kann als **Hemmnis für Innovationen** angesehen werden, da sich der jeweils lokale Wärmeversorger anders als in den Sektoren Gas und Strom nicht gegenüber Konkurrenz an einem freien Markt durchsetzen muss. Dies stellt ein Risiko auch für die Integration erneuerbarer Wärmequellen in den Wärmemarkt dar, solange diesbezüglich keine bindenden Vorgaben von Seiten der Politik erfolgen. Es sollten daher Verpflichtungen geschaffen werden, damit auch im bis dato von der Energiewende unerreichten Fernwärmemarkt der Anteil an erneuerbarer Energie steigt, um die vorhandenen Potenziale zur nachhaltigen Wärmeversorgung zu erschließen.

5.2.2 PFAD 2B: STROMNUTZUNG FÜR INDUSTRIELLE PROZESSWÄRME

bearbeitet durch: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI)

5.2.2.1 PFADBESCHREIBUNG

Nachfolgend werden Power-to-Heat-Technologien als industrielle Querschnittsanwendung behandelt. Da diese sehr unterschiedlich sind, können sie nur zum Teil übergreifend als Ganzes behandelt werden. In den Fällen, wo eine Einzelbetrachtung der Sub-Technologien erforderlich ist, werden beispielhaft relevante Technologien (z.B. induktive Erwärmung) bzw. Branchen (z.B. Stahlindustrie) oder Anwendungen (z.B. Dampferzeugung) analysiert. In beiden Fällen ist häufig eine Unterscheidung in hybride (elektrische *und* brennstoffbasierte) sowie monovalente (rein elektrische) Ausführung bzw. in flexibilisierte und nicht flexibilisierte (Grundlast-) Fahrweise sinnvoll.

Physikalische PtH-Verfahren und ihre Anwendungen

Grundsätzlich wird zwischen direkten und indirekten elektrischen Erwärmungsverfahren differenziert. Bei den *direkten* Verfahren (induktiv/konduktiv/dielektrisch) geschieht die Umwandlung in Wärme im Werkstück selbst, ohne dass es eines Wärmeträgermediums bedarf. Bei den *indirekten* Verfahren (indirekte Widerstands-/ Lichtbogen-/ Infrarot-Erwärmung) findet die Umwandlung in Wärme außerhalb des Werkstücks statt. Die Wärme wird über die Werkstoffoberfläche eingetragen, entweder mit Hilfe eines Wärmeträgermediums (Luft, Dampf, Flüssigkeitsbäder...), über Wärmeleitung und Konvektion oder über Wärmestrahlung (Infrarot).

Die Vielzahl von PtH-Technologien für industrielle Anwendungen ist synoptisch in Tabelle 5-12 mit ihren jeweiligen physikalischen Prinzipien, Anwendungen bzw. Branchen und – soweit verfügbar – mit Angaben zur Leistungsgröße, Wirkungsgraden und Temperaturniveau zusammengestellt. Als für die Elektrifizierung von Prozesswärme relevant wurden insbesondere folgende Branchen identifiziert:

- Papier und Pappe
- Raffinerien
- Grundstoffchemie
- Glas, Keramik
- Zement, Kalk, Ziegel
- Eisen & Stahl
- NE-Metalle & Eisengießereien
- Nahrung und Genussmittel.

Aufgrund der Diversität des Sektors Nahrung und Genussmittel konnte dieser im Rahmen des Projekts nicht vertieft untersucht werden.

Tabelle 5-12 Gliederung, technische Kenndaten und Anwendungsbeispiele für PtH-Technologien, Quellen: Eigene Zusammenstellung, basierend auf [Pfei13]/ [PHPO13]/[Vape18]

Verfahren	Prinzip	Anwendungen	el/th Leistung	eta
Dielektrische Prozesswärme Konduktive Erwärmung (ohmsche Widerstandsheizung)	ohmsche Widerstandsheizung, bei der das Werkstück Teil des Stromkreises ist	Eisen-, Stahl- und Nichteisenmetallindustrie: 1) Herstellung von Graphit und Siliciumcarbid 2) Widerstandsschweißverfahren 3) Erwärmung von Halbfabrikaten (Knüppeln, Stangen, Rohren, Drähten, Blechen, Bändern) vor der Umformung oder Wärmebehandlung in der Stahl- und Nichteisenmetallindustrie 4) Schmelzen von Glas 5) Schmelzflusselektrolyse von Aluminium	bis 1.600 kVA 10.000 - 30.000 A Stahldrahterwärmung: bis 4,8 t/h	
Elektrodenkessel	Heißwasser- und Dampf-Erzeugung mittels an Elektroden angelegter Hochvolt-Wechselspannungen (Wasser als elektrischer Leiter)	- Erzeugung von Fernwärme (z.B. Nürnberg und Flensburg) - Wasser wird dabei auf 100°C erhitzt und in Heißwasserspeicher eingespeist	1 bis 90 MW _{th}	
Induktive Erwärmung (Wechselstrom)	ohmsche Erwärmung durch Erzeugen eines Wirbelstroms in einem elektrischen Leiter mit Hilfe eines Wechselstrom-Magnetfeldes in einer Induktionsspule („Induktor“)	- Induktionshärten - Schmelzen von Metallen, Speziallegierungen und Nichtmetallen (z.B. von Gläsern und Oxiden) - Rühren und Durchmischen von Metallschmelzen (mittels elektromagnetischer Kräfte)		
Magnetische Gleichstromerwärmung	Rotation des Werkstücks in statischem Magnetfeld mittels supraleitender Spule	- Induktionshärten - Schmelzen von Metallen, Speziallegierungen und Nichtmetallen (z.B. von Gläsern und Oxiden) - Rühren und Durchmischen von Metallschmelzen (mittels elektromagnetischer Kräfte) - induktives Schweißen und Fügen - Sonderverfahren (induktives Schwebeschmelzen und Zonenschmelzverfahren zur Züchtung von Silizium-Einkristallen in der Halbleiterindustrie)		> 80%

Verfahren	Prinzip	Anwendungen	el/th Leistung	eta	Temp.- Niveau
Dielektrische Erwärmung: a) Hochfrequenz-Erwärmung bis ca. 500 MHz (= Kondensatorfeldererwärmung) b) Mikrowellenerwärmung ab ca. 500 MHz	Prinzip der dielektrischen Erwärmung durch Anregung polarisierter Moleküle mit Hilfe eines hochfrequenten elektrischen Feldes (vgl. Mikrowelle)	Erwärmung und Trocknung von Stoffen mit polaren Moleküleigenschaften (wasserhaltige Stoffe, Gummi, Kunststoffe wie PVC, Polyester, GFK, Melaminpressharz) in der Papier-, Holz-, Möbel-, Textil-, Kunststoff- und Lebensmittelverarbeitung und chem.-pharmazeutischen Industrie HF-Erwärmung: - Trocknung und Verleimung von Holz- und Zellstoffprodukten - Trocknung von Textil- und Glasfasern sowie Papierbahnen - Vorerwärmung und Verschweißung von Kunststoff und Pressmassen - Auftauen und Konservieren von Rohstoffen und Nahrungsmitteln		industrielles Magnetron: 80% (zuzüglich Verluste auf Weg zum Produkt) 150 - 200 kWh/m ³ Spanplatte	
Indirekte elektrische Prozesswärme					
Elektro-Ofen (Indirekte Widerstandserwärmung)	Erzeugung der Wärme in metallischen oder keramischen Widerstandselementen und Übertragung der Wärme über Strahlung und Konvektion auf das Werkstück oder ein Wärmedium (Wasser, Dampf, Thermoöl, Luft...)	- Wärmebehandlungsöfen in der Metall-, Keramik- oder Glasindustrie, Nahrungsmittelindustrie, chem. Industrie, Elektronik-industrie Bauformen: - Kammerofen - Haubenofen - Herdwagenofen - Durchlaufofen - Horizontaler Rohrofen / Diffusionsofen			1.200°C (CrNi) bis 3.000°C keramisch

Verfahren	Prinzip	Anwendungen	el/th Leistung	eta	Temp.-Niveau
Elektro-Kessel (Indirekte Widerstandserwärmung)	Erzeugung von Heißwasser oder Dampf über metallische oder keramische Widerstandsheizelemente (Übertragung der Wärme über Strahlung, Leitung und Konvektion)	- zahlreiche Anwendungen bzw. Querschnittstechnologien	einige 100 kW _{el}		
Infraroterwärmung (Strahlungswärme)	Wärmeübertragung durch elektromagnetische Strahlung von Heizelement-Oberflächen auf Werkstück-Oberflächen	- Trocknen und Polymerisieren von Farben und Lacken - Erwärmen thermoplastischer Kunststoffe - Trocknen von Textilien, Papier, Keramik oder Kunststoffen - Härten von Klebstoffen - Lötprozesse	kurzwellig: bis 60 kW/m ² langwellig: bis 300 kW/m ²	50% (im Mittel)	1.000 bis 3.000 Kelvin (kurzwellige Strahler) bis 1.000 Kelvin (langwellige Strahler)
Lichtbogenerwärmung	- Selbstständige Gasentladung in Form eines Plasmas, wobei elektr. Energie in Wärme umgesetzt wird - Zündung des Lichtbogens durch hohen Kurzschlussstrom mit anschließendem Zurückfahren der Elektroden - Wärmeübertragung vom brennenden Lichtbogen auf das Gut durch Leitung, Konvektion und Strahlung	- Elektrostahl-Recycling in Drehstrom- oder Gleichstrom-Lichtbogenöfen (ca. 1/3 weltweit) - Acetylen-Herstellung - Lichtbogenreduktionsöfen: Reduktion von Eisenschwamm oder Metalloxyden mittels Koks zur Gewinnung von Ferrolegierungen, Silizium, Calciumkarbid und Phosphor - Elektroschlack-Umsmelzen (ESU) / Vakuumlichtbogenumschmelzen: Produktion von hochwertigen Stählen, Superlegierungen und hochreaktiven Metallen (z. B. Titan, Zirkonium) thermisches Trennen und Spritzen von Metallen	bis über 100 MVA Stromdichte: A/cm ² Durchmesser Plasma-kanal: bis zu 13 cm Lichtbogenlänge: bis zu 1,2 m	450 kWh/t (Ziel)	bis 9.000 K

Verfahren	Prinzip	Anwendungen	el/th Leistung	eta	Temp- .Niveau
Plasma- Erwärmung	a) Plasmastrahlverfahren: - Ionisation eines Gasstroms (z.B. Argon) in einem Lichtbogen oder im hochfrequenten elektrischen oder magnetischen Feld b) Plasmawärmebehandlungs- bzw. Plasma unterstützte Beschichtungsverfahren: - Schichtbildung eines Arbeitsgases am Werkstück durch Ionisation im Vakuumofen c) Plasmaverbindungsschweißern	- Schmelzen, Schneiden oder Schweißen von hochschmelzenden Werkstoffen und Speziallegierungen (z. B. Titan, Tantal, Molybdän, Niob) - insbesondere Schmelzen von Edelstahl aus Schrott (Öfen mit max. 45 Tonnen Kapazität) b) Plasmawärmebehandlung - und Beschichtungsverfahren: - CVD: Chemical Vapour Deposition - PVD: Physical Vapour Deposition	a) bis 28 MW _{el} (Öfen bis 45 t) Leistungsdichten bis ca. 107 W/m ² b) Thyristor-gesteuerte Generatoren mit bis zu 1.000 kW (Behälter mit bis zu 50.000 Liter / 36 t)		7.000 K - 20.000 K (P-Strahlverfahren) 350°C - 1.200°C (P-Behandlungsverfahren)
Elektronenstrahl- Erwärmung	Elektronenstrahlkanone: Emission von Elektronen aus beheiztem Wolfram- oder Tantaldraht (2.900 K) durch Anlegen einer Beschleunigungs-Hochspannung (i.d.R. im Hochvakuum)	- Schmelzen, Schweißen, Beschichten, Bedampfen, Einlegieren und Oberflächen-Wärmebehandlung von metallischen Werkstoffen höchster Reinheit - Luft- und Raumfahrtindustrie (Schweißen von Triebwerksteilen), Reaktorbau, Elektroindustrie (Schweißen spezieller Kontakte oder Supraleiter), Automobilbau (Herstellung von Kolben, Ventilen etc.)	100 KW - 1 MW (10 - 109 W/cm ²) Schmelzöfen bis 100		

Verfahren	Prinzip	Anwendungen	el/th Leistung	eta	Temp.-Niveau
Elektrische Wärmepumpen	thermodynamischer Kreisprozess mit Verdampfung (Wärmeaufnahme auf niedrigem Temperaturniveau), Verdichtung (elektr. Kompressor), Kondensation (Wärmeabgabe auf höherem Temperaturniveau) und Entspannung (Drossel)	<ul style="list-style-type: none"> - hocheffiziente Energiebereitstellung auf niedrigem Niedertemperaturniveau (ca. 35 - 75 °C) für Brauchwarmwasser, Prozess- und Raumwärme - Nutzbarmachung von NT-Abwärme, geothermischer und Umgebungswärme durch Heben auf ein höheres Temperaturniveau - Wärme-Kälte-Kopplung - Vorerwärmung / Anhebung der Vorlauftemperatur (mit anschl. Nacherhitzer) - Nahrungsmittel-, Papier- und Chemieindustrie (insbesondere, wenn höhere Temperatur bis 140°C erschlossen werden können) - Fernwärmeerzeugung (Bsp. aus Schweden und Schweiz) 		COP = ca. 200 - 500% (abhängig vom Temp.-Hub) > 700% bei gleichzeitiger Kältenutzung	65 bis 75°C (einstufig) bis 80°C (mehrstufig) bis ca. 100°C (HT-WP) > 140°C (mit R245fa, in Entwicklung)

5.2.2.2 METHODIK UND MODELLBESCHREIBUNG

Zur Bestimmung der PtH-Potenziale sowie der Hemmnisse bei ihrer Realisierung wurden sowohl Literatur ausgewertet, Experteninterviews geführt als auch eigene Modellierungen und Potenzialabschätzungen vorgenommen.

Monovalente und hybride Elektrifizierung

Auch wenn es noch F&E-Bedarf in den vielversprechenden Technologien wie beispielsweise induktive, dielektrische, Lichtbogen-, Plasma- und Elektronenstrahl-Erwärmung gibt, so sind diese Technologien bereits kommerziell verfügbar. Ihr Einsatz ist jedoch bisher in der Regel auf Anwendungen beschränkt, in denen andere Erwärmungstechnologien prinzipbedingt z.B. keine hinreichende Produktqualität oder Verarbeitungsgeschwindigkeit bieten. Legt man den Fokus jedoch – im Sinne einer langfristigen Dekarbonisierung – auf die Elektrifizierung an sich, so sind durchaus noch große Anwendungspotenziale zu erwarten. Die eigentliche Herausforderung besteht dabei in der Integration der elektrischen Erwärmungstechnologien in die unterschiedlichen Produktions- und Verarbeitungsprozesse. Dabei erscheint methodisch eine Unterscheidung in monovalente (rein elektrische) und – insbesondere für Bestandsanlagen und für eine Übergangszeit – in hybride bzw. parallele (elektrische *und* brennstoffbasierte) Prozessführung sinnvoll:

1. Monovalent-elektrisch betriebener Prozess:
 - Diskontinuierlicher Batch-Prozess mit Kapazitätserhöhung und Produktspeicher (Lager)
 - Kontinuierlicher (teillastfähiger) Prozess
2. Hybrider Produktionsprozess (mit zwei Heizsystemen):
 - Bypass: Zweites (elektrisch beheiztes) Zuführungssystem (z.B. zusätzliche Zuleitung mit Widerstandsheizung)
 - Zweites Heizsystem im gleichen Aggregat (z.B. zusätzliche Widerstandsheizung im brennstoffbeheizten Ofen)
3. Parallele Produktionsprozesse (zwei unterschiedliche Produktionslinien):
 - Kapazitätserhöhung durch (zusätzlichen) vollständig elektrisch betriebenen Produktionsprozess (Bsp. brennstoffbeheizter Ofen + zusätzlichem Mikrowellenofen)

Experteninterviews

Im Zeitraum von Januar bis Juli 2017 wurden sieben jeweils ca. anderthalbstündige Interviews mit insgesamt 19 Experten aus den fünf energieintensiven Branchen Aluminium (1), Stahl (9), Zement (3), Chemie (2) und Glas (4) durchgeführt und protokolliert. Die Interviews hatten folgende Ziele bzw. Inhalte:

- Technisches Verständnis für die branchenspezifischen Prozesse vertiefen
- Identifikation von Prozessen in der energieintensiven Industrie, die aus technischer Sicht elektrifiziert werden können
- Eigene berechnete bzw. abgeschätzte theoretische Potenziale überprüfen
- Prüfung, ob es darüber hinaus weitere Potenziale gibt
- Abstufung der Potenziale vornehmen (welche Potenziale könnten vorrangig erschlossen werden?)
- Beleuchtung der Frage, in welchem Zeitfenster welche Potenziale gehoben werden und welche nicht (abhängig von den Rahmenbedingungen)?
- Ableitung möglicher technischer und ökonomisch sinnvoller Langfristpfade für PtH in der Industrie.

Literaturrecherche

Nach Kenntnis der Autoren liegen in der Literatur bislang nur wenige systematische Analysen von PtH-Potenzialen über verschiedene Branchen und Technologien vor [Gumi15, GuRo17, Quas16, RoDu16], von denen einige auch den Einsatz von industriellen Hochtemperatur-Wärmepumpen umfassen [BeBB15, GrBR15, WFBV14, WLFB12]. Insbesondere wurden bisher kaum langfristige Elektrifizierungspotenziale industrieller Prozesswärme untersucht, deren Entwicklung für eine (nahezu

vollständige) Dekarbonisierung auch des Industriesektors aus heutiger Sicht unerlässlich ist. Häufig beschränken sich Untersuchungen auf kurz- bis mittelfristig erschließbare Flexibilisierungspotenziale mit eher ökonomisch orientiertem Fokus, z.B. unter Nutzung kostengünstigen Überschussstroms oder zur Teilnahme am Regelenergiemarkt [KrAB13]. So ermöglicht beispielsweise die Anfahr- und Regelcharakteristik eines Elektrodenkessels die Teilnahme am Regelenergiemarkt. Diese Potenziale machen jedoch nur einen Bruchteil der gesamten technischen Elektrifizierungspotenziale aus.

Eigene Modellierungen

Um ein möglichst vollständiges Bild über die Elektrifizierungspotenziale für alle relevanten energieintensiven Branchen zu erhalten, wurden auf Basis der Interviews, der Literaturrecherche und eigenem Expertenwissen eigene Potenzialabschätzungen vorgenommen. Dazu wurden zunächst die Kapazitäten und Produktionsmengen (Stand: 2015) sowie die spezifischen Energiebedarfe für energieintensive Prozesse in Deutschland für Strom, Dampf, Brennstoffe einzeln ermittelt. Als Basis dient eine eigene Datenbank mit 105 unterschiedlichen Produktionsprozessen und 970 erfassten Einzelanlagen an 457 Standorten in Deutschland, die eine Datengrundlage des Energiesystemmodells WISEE des Wuppertal Instituts bildet.

Der Gesamtverbrauch der Industrie (inkl. Raffinerien und Kokereien) betrug im Bilanzjahr 2014 für Strom 235 TWh und für Brennstoffe und Dampf (aggregiert) 560 TWh [Ageb16b]. Daraus wurde folgende Auswahl an acht energieintensiven Branchen bottom-up modelliert:

- Papier und Pappe
- Raffinerien
- 59 Prozesse der Grundstoffchemie
- Glas (inkl. Glasfasern und Steinwolle)
- Zement
- Eisen & Stahl
- NE-Metalle
- Eisengießereien

Die Modellierung deckt einen Bedarf von 84 TWh Strom (36 % des gesamten statistisch erfassten Strombedarfs des Verarbeitenden Gewerbes) sowie von 235 TWh Brennstoffen und 91 TWh Dampf ab. Im Modell ist bei den Brennstoffen der Reduktionsmittelbedarf enthalten, jedoch nicht der Brennstoffeinsatz in Industriekraftwerken (IKW). Beim Dampf ist der Bezug aus IKW berücksichtigt und eine Bilanzierung von Ein- und Ausspeisungen von Dampf an einzelnen Standorten vorgenommen worden.

Der Abgleich mit der Energiestatistik ist somit nicht einfach. Dort wird nur ein Teil des Dampfbedarfs gesondert erfasst, nämlich derjenige, der über Leitungsnetze von einem Energieversorger gedeckt wird. Der Großteil des industriellen Dampfbedarfs wird jedoch durch industrie-eigene Anlagen (KWK und Dampfkessel) gedeckt und somit nicht direkt erfasst. Stattdessen wird der Brennstoffbedarf zur

Erzeugung des Dampfes erfasst und gemeinsam mit dem übrigen Brennstoffbedarf aggregiert ausgewiesen. Die Modellierung deckt 58 % des statistisch erfassten Brennstoffbedarfs (inkl. Fernwärmebezug) des Verarbeitenden Gewerbes ab. Auf Branchenebene ist die Abdeckung jedoch deutlich höher (s. Tabelle 5-15).

Um das technische Elektrifizierungspotenzial zu ermitteln, wurden diejenigen Prozesse, die nicht für eine Elektrifizierung geeignet sind (bzw. einen kompletten Prozesswechsel erfordern würden) ausgeschlossen. Dazu gehört beispielsweise der Einsatz von Energieträgern als Reduktionsmittel. Des Weiteren wurden brennstoffintensive Prozesse ausgeschlossen, bei denen in typischer Konfiguration prozessbedingt Brenngasüberschüsse vorliegen (Steam Cracker, Raffinerien, integrierte Hochofenwerke, vgl. Abbildung 5-33 im nachfolgenden Kapitel).

5.2.2.3 ERGEBNISSE

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Potenzialanalyse aus Literaturrecherche und eigenen Modellierungen sowie der Analyse der Hemmnisse und Risiken zur Entwicklung des Power-to-Heat-Pfades dargestellt.

5.2.2.3.1 POTENZIALE

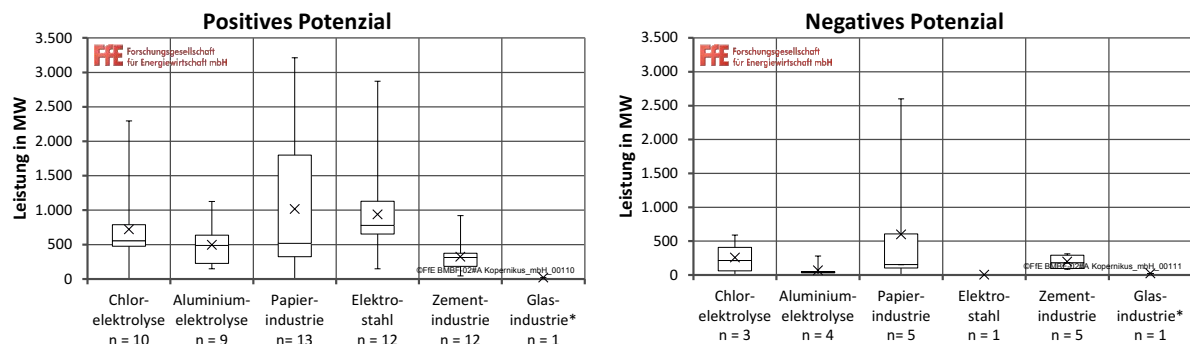
Potenzialabschätzungen aus der Literatur

Es gibt bisher nur wenige Studien in der Literatur, die sich systematisch mit den deutschlandweiten Elektrifizierungspotenzialen industrieller Prozesswärme beschäftigten. In [GrBR15, S.14 f.] wird – ausgehend von 534 TWh Endenergie für die industrielle Wärmeerzeugung im Jahr 2012 – im Szenario *Wärmepumpe & elektrothermische Verfahren* ein Elektrifizierungspotenzial von ca. **180 TWh/a** angegeben. Dies entspräche bei 6.200 Volllaststunden pro Jahr einer mittleren Elektrifizierungsleistung von etwa 29 GW und einer Erhöhung des Gesamtstromverbrauchs von 520 TWh (in 2012) um 35 %.

Quaschnig schätzt – unter Einbeziehung von Effizienzmaßnahmen wie Wärmerückgewinnung – den zusätzlichen Strombedarf für die Dekarbonisierung industrieller und gewerblicher Prozesswärme durch Elektrifizierung bis zum Jahr 2040 in einer Größenordnung von **250 TWh** ab [Quas16, S.19].

Viele der vorliegenden Studien beschäftigen sich zunächst nur mit einem Teilaspekt der Elektrifizierung, nämlich dem Flexibilisierungspotenzial von PtH-Technologien. Solche Technologien bzw. Ansätze sind i.d.R. bereits näher an der Wirtschaftlichkeit, da mit ihnen Zusatzerlöse z.B. am Regelenergiemarkt erzielt werden können.

Abbildung 5-31 macht deutlich, wie groß die Bandbreite und somit die Unsicherheiten der in einer Metaanalyse zusammengetragenen Potenziale für verschiedene Branchen sind.



n = Anzahl der ausgewerteten Studien / * nur Behälterglas-Industrie

Abbildung 5-31 Metaanalyse zur Identifizierung der Bandbreite der Potenziale an positiver (links) und negativer (rechts) Regelernergiebereitstellung für verschiedene industrielle Branchen, Quelle: [RoDu16, S.6]

Eine der wenigen verfügbaren Literaturquellen, die sich mit einer vollständigen Elektrifizierung aller Sektoren (Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr) detaillierter auseinandersetzen, ist die Masterarbeit von Guminski [Gumi15] und ein in diesem Kontext veröffentlichtes Tagungspaper [GuRo17].

In seiner Masterarbeit verfolgt Guminski den Ansatz einer vollständigen Elektrifizierung aller Sektoren in Deutschland zwischen 2015 und 2050. Insgesamt identifiziert er ein Elektrifizierungspotenzial von 1.880 TWh. Dies entspricht rund 74 % des Endenergieverbrauch von 2.540 TWh im Jahr 2013 [GuRo17, S.2 f. /10 ff.].

Für den industriellen Sektor leitet er aus dem gesamten Endenergiebedarf von 723 TWh (Stand 2013) ein **theoretisches Elektrifizierungspotenzial** von 476 TWh ab (s. Abbildung 5-32). Dies entspricht einer Elektrifizierungsrate von rund 66 %. Davon entfallen **414 TWh** (87 %) auf **Prozesswärme**, die übrigen 62 TWh (13 %) auf Raumheizung und Warmwasser. **58 TWh** (12 % von 476 TWh) werden über elektrifizierte **Fernwärme** (Warmwasser und Dampf) und der Rest direkt elektrisch bereitgestellt.

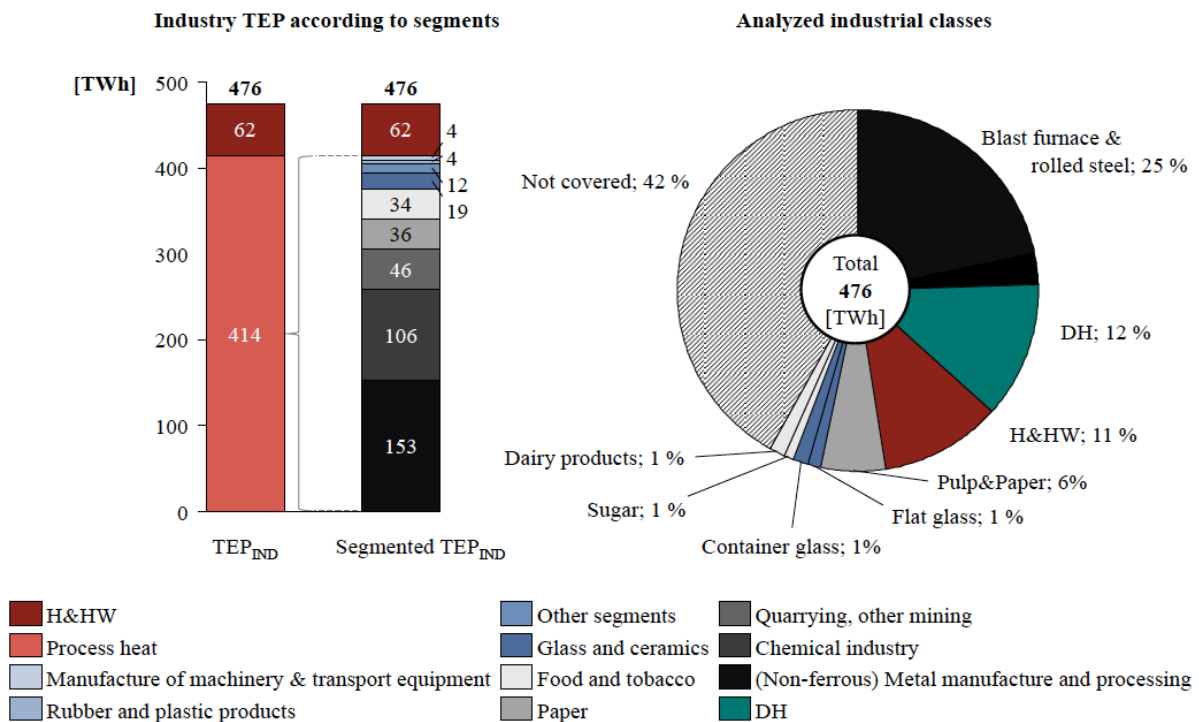


Abbildung 5-32 Theoretische industrielle Elektrifizierungspotenziale (TEP), differenziert nach Industriebranchen, Quelle: [Gumi15, S.39]

Für einzelne Segmente aus dem Nieder- und Mitteltemperaturbereich (bis 240 °C) sowie aus dem Hochtemperaturbereich (über 1.000 °C) werden konkret aus den theoretischen Potenzialen die technisch realisierbaren Potenziale abgeleitet (vgl. Tabelle 5-13). Für die Segmente aus der ersten Kategorie (Raumwärme & Warmwasser, Papier, Zucker und Milchprodukte) sind die Potenziale vollständig elektrifizierbar, d.h. das theoretische ist mit dem technischen Potenzial identisch. In der zweiten Kategorie gilt dies nur für die Glasindustrie (Flach- und Behälterglas). Bei der Stahlindustrie (Hochofen und Warmwalzen, vgl. das Kreisdiagramm in Abbildung 5-32) reduziert sich das Potenzial von rund 120 TWh auf 52 TWh, da zumindest Primärstahl nicht alternativ zum Hochofen im Elektrolichtbogenofen hergestellt werden kann. Weitere alternative Routen wie z.B. die Reduktion mit Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen oder die Primärstahlerzeugung mittels Elektrolyse betrachtet Guminski nicht. Diese – ebenfalls elektrischen – Alternativrouten befinden sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium mit entsprechendem Forschungsbedarf.

Insgesamt wird für die sieben untersuchten Branchen bzw. Segmente ein **technisches Elektrifizierungspotenzial** von **153 TWh/a** ermittelt.

Tabelle 5-13 Technische Elektrifizierungspotenziale industrieller Branchen für unterschiedliche Temperaturbereiche, Quelle: [Gumi15, S.41 ff.], eigene Übersetzung und Ergänzungen

Klasse	Elektrisches System	Referenzsystem	techn. E.-Potenzial [TWh]
Nieder- und Mitteltemperatur (bis 240°C)			88,6
Raumwärme & WarmwasserIndustrie-WP (Sole)	ND-Gaskessel		51
Papier	Industrie-WP (Sole)	HD-Gaskessel	27
Zucker	Elektrodenkessel	HD-Gaskessel	4,5
Milchprodukte	Elektrodenkessel	HD-Gaskessel	6,1
Hochtemperatur (> 1.000°C)			64,6
Stahl	Elektrolichtbogenofen	Hochofen	52
Flachglas	Elektr. Glasofen	Flachglasofen	6,0
Behälterglas	Elektr. Glasofen	Behälterglasofen	6,6
Summe			153,2

In einer weiteren Arbeit aus der Literatur wird ebenfalls eine Ableitung der Elektrifizierungspotenziale im Jahr 2050 für verschiedene, nachfolgend genannte Branchen vorgenommen: Chlor, Ammoniak, Glas, Stahl, Primär- und Sekundäraluminium, Primär- und Sekundärkupfer, Primär-Zink, Lebensmittel, Druckereien, Textilindustrie, Fahrzeugbau, Gießereien, Kunststoffverarbeitung, Futtermittel, Papier und Sonstige Branchen. In der Summe wird ein Potenzial von **201,4 TWh** für Hochtemperaturprozesswärme und weitere 70,6 TWh für den Einsatz von Wärmepumpen (bis 140°C) identifiziert [BeBB15, S.120]. Das korrespondierende DSM-Potenzial wird mit 16.650 MW_{el} angegeben.

Eigene Potenzialabschätzungen für Deutschland

Wie in Kap. 5.2.2.2 beschrieben, wird das technische Elektrifizierungspotenzial aus dem theoretischen Potenzial abgeleitet, indem Prozesse, die aus verschiedenen Gründen (Prozesswechsel erforderlich, Energieträger als Reduktionsmittel) nicht für eine Elektrifizierung geeignet sind, ausgeschlossen werden. In einem weiteren Schritt wurde zudem untersucht, inwiefern vorhandene Brenngasüberschüsse in Produktionsverbünden eine Potenzialbeschränkung darstellen. Solche Überschüsse können in der Regel nicht sinnvoll transportiert (und somit vermarktet) werden und sind somit ein sehr günstiger Energieträger zur Wärme- oder Stromerzeugung am Standort. Abbildung 5-33 zeigt auf, welche Größenordnung diese Unterscheidung ausmacht. Brennstoffintensive Prozesse, bei denen in typischer Konfiguration prozessbedingt Brenngasüberschüsse vorliegen, sind insbesondere Steam Cracker, Raffinerien sowie die integrierten Hochofenwerke.

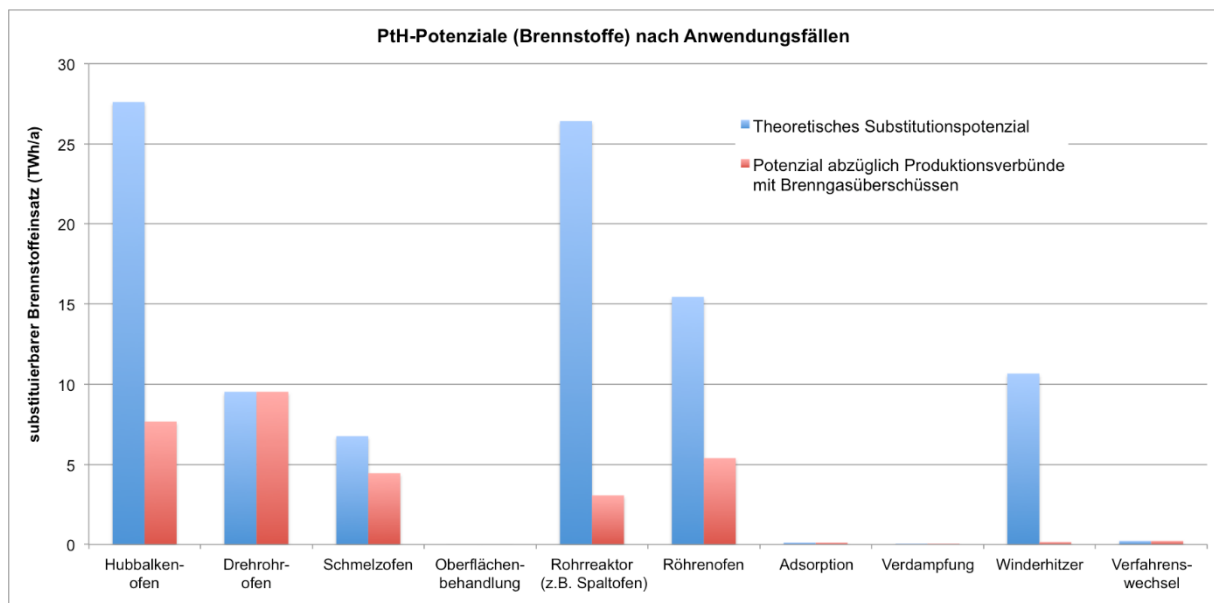


Abbildung 5-33 Reduktion des PtH-Potenzials durch Ausschluss von Produktionsverbünden mit Brenngasüberschüssen

Hinweis: Bei den in dieser Grafik ausgewiesenen Potenzialen wurde keine standortscharfe Bilanzierung von Quellen und Senken vorgenommen, so dass diese nicht mit den Gesamtpotenzialen (Tabelle 5-15) direkt vergleichbar sind.

Mit dieser Vorgehensweise ergibt sich ein technisches (statisches) Elektrifizierungspotenzial für

- **Brennstoffe von 59 TWh** (= 25 % des modellierten Bedarfs) mit typischen Schwerpunkten in den Branchen:
 - Metallerzeugung und Bearbeitung
 - Einzelne Prozesse der Grundstoffchemie
 - Zementindustrie
 - Floatglas-Anlagen

sowie für

- **Dampf von 91 TWh** (= 100 % des modellierten Bedarfs) mit typischen Schwerpunkten in den Branchen:
 - Chemische Industrie
 - Raffinerien
 - Papier- und Zellstoffindustrie.

Tabelle 5-14 Übersicht über den tatsächlichen und den (teil-)modellierten industriellen Energiebedarf in TWh/a für Strom, Brennstoffe und Dampf und daraus abgeleitete technische Elektrifizierungspotenziale, Quelle: eigene Berechnungen, Verbrauchswerte nach [Ageb16b]

Energieträger	Verbrauch 2014WI-		Technisches
	(nach AGEB)	Modellierung	Elektrifizierungspotenzial
Strom	235	84	-
Brennstoffe	560 (aggregiert)	235	59
Dampf		91	91
Summe	795	410	150

Die Teilpotenziale für die einzelnen modellierten Branchen können Tabelle 5-15 entnommen werden. Sie betragen für Dampf bis zu 41,6 TWh (Papier und Pappe) und für Brennstoffe bis zu 21,5 TWh (Zement, Kalk und Ziegel).

Tabelle 5-15 Übersicht über technische Elektrifizierungspotenziale nach Branchen, Quelle: eigene Berechnungen, Verbrauchswerte nach [Ageb16b]

Abgrenzung AGEB	Abgrenzung WI	Endenergie-einsatz 2014 nach AGEB*	WI-Modell		Technische Elektrifizierungspotenziale			
			Dampf Brennstoff		Dampf Brennstoff		Summe	
			TWh _{Hi}	TWh	TWh _{Hi}	TWh	TWh	TWh
Papier und Pappe	Papier und Pappe	43,3	41,6	0,0	41,6	100 %	0,0	0 % 41,6
Raffinerien	Raffinerien	67,1	10,8	46,3	10,8	100 %	1,6	4 % 12,4
Grundstoffchemie	59 Prozesse der Grundstoffchemie	103,5	34,5	24,2	34,5	100 %	6,9	28 % 41,4
Glas, Keramik	Glas (inkl. Glasfasern und Steinwolle)	18,7	0,0	14,7	0,0	0 %	11,2	76 % 11,2
Zement, Kalk, Ziegel	Zement	45,7	0,0	21,5	0,0	0 %	21,5	100 % 21,5
Eisen & Stahl	Eisen & Stahl	137,8	3,9	123,5	3,9	100 %	8,4	7 % 12,3
NE-Metalle & Eisengießereien	NE-Metalle	13,7	0,0	3,9	0,0	100 %	3,9	100 % 3,9
	Eisengießereien		0,0	5,3	0,0	0 %	5,3	100 % 5,3
Summe		429,7	90,8	239,4	90,8		58,8	149,6

* inkl. Brennstoffeinsatz zur Erzeugung von Dampf in Dampfkesseln und KWK-Anlagen

Abbildung 5-34 zeigt die räumliche Verteilung der modellierten industriellen Energieverbräuche sowie die daraus abgeleiteten technischen Elektrifizierungspotenziale für Dampf und Hochtemperatur-Prozesswärme.

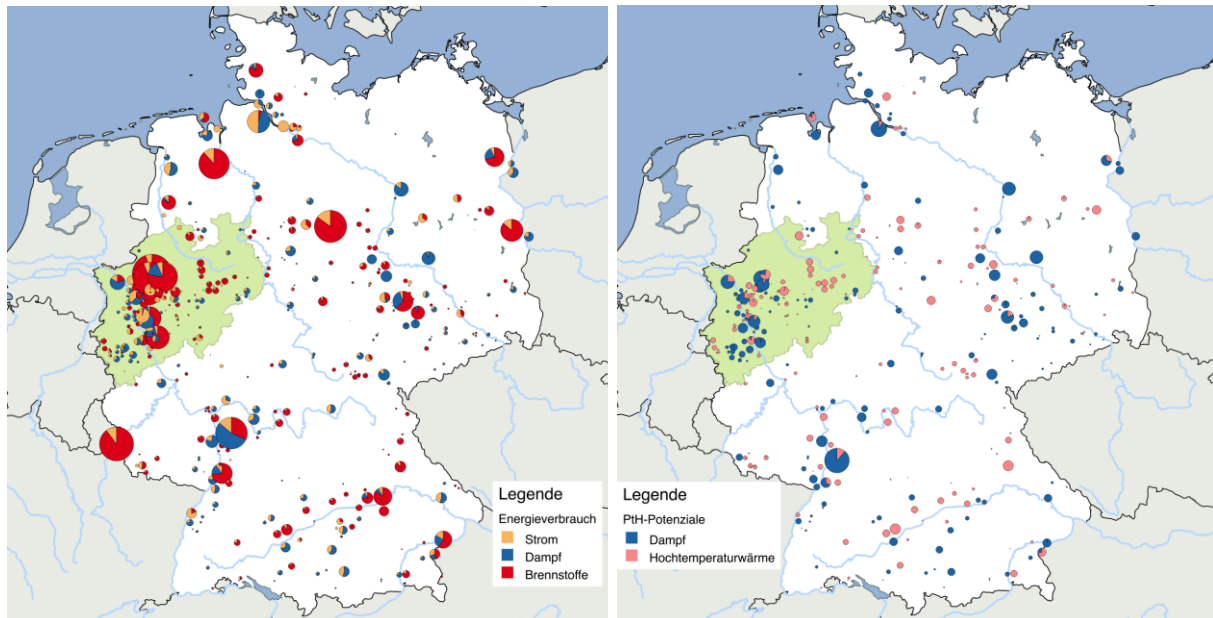


Abbildung 5-34 Räumliche Verteilung der modellierten industriellen Energieverbräuche (links) sowie daraus abgeleitete technische Elektrifizierungspotenziale für Dampf und Hochtemperatur-Prozesswärme (rechts)

Marktpotenziale

Aus technischer Sicht am einfachsten ist die Substitution von Brennstoffen zur Dampferzeugung (Gesamtpotenzial 91 TWh Endenergie). Aufgrund der hohen Unsicherheiten und der notwendigen branchen- bzw. prozessdetaillierten Untersuchungstiefe für eine verlässliche Beurteilung möglicher Entwicklungen der übrigen Brennstoff-Substitutionspotenziale (59 TWh), beschränken sich die nachfolgenden Untersuchungen zu den Marktpotenzialen auf die Elektrifizierung der Dampferzeugung. Unter der Annahme, dass in den kommenden Jahrzehnten beim Zubau Marktanteile von 10 % bis 60 % (in einem nationalen 80 %-Klimaschutz-Szenario) bzw. 20 % bis 100 % (in einem nationalen 95 %-Klimaschutz-Szenario) erreicht werden können, ergeben sich ab 2020 die in Tabelle 5-16 gezeigten Zubaupotenziale von 5 bis 27 TWh (DE_80 %) bzw. 9 bis 45 TWh (DE_95%) pro Dekade. Bei dieser Berechnung wurde eine Lebensdauer der Dampferzeuger von 20 Jahren unterstellt. Bezogen auf das Gesamtpotenzial von 91 TWh bedeutet dies in der Summe eine mittlere jährliche Ersatzinvestition an konventionellen und elektrischen Anlagen mit einer Dampferzeugung von 4,54 TWh/a.

Tabelle 5-16 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Power-to-Heat am Beispiel elektrischer Dampferzeuger (TWh Endenergie Dampf)

Jahre	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95%	
	PtH-Anteil (Annahme)	Zubau pro Dekade	PtH-Anteil (Annahme)	Zubau pro Dekade
	%	TWh	%	TWh
2014 - 2020	0 %	0	0 %	0
2021 - 2030	10 %	5	20 %	9
2031 - 2040	30 %	14	70 %	32
2041 - 2050	60 %	27	100 %	45

Ausgehend von einem konventionellem Bestand von 91 TWh fossiler Dampferzeuger (Elektrifizierungsgrad 0 %) in 2020 ergeben sich mit Hilfe der Zubauwerte aus Tabelle 5-16 die in Tabelle 5-17 dargestellten Bestände elektrischer Dampferzeuger für die jeweiligen Stützjahre. Im Zieljahr 2050 könnten demnach im DE_80 %-Szenario 45 % (41 TWh) und im DE_95%-Szenario 85 % (77 TWh) der technischen Dampfpotenziale realisiert werden.

Tabelle 5-17 Bandbreite des nationalen Technologieeinsatzes für das Technologiefeld Power-to-Heat am Beispiel elektrischer Dampferzeuger (absolute Werte der Dampferzeugung aller installierten Anlagen im jeweiligen Stichjahr)

Jahr	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95%	
	Install. PtH-Bestand	Ausschöpfung	Install. PtH-Bestand	Ausschöpfung
	TWh	Potenzial in %	TWh	Potenzial in %
2020	0	0 %	0	0 %
2030	5	5%	9	10 %
2040	18	20 %	41	45%
2050	41	45%	77	85%

Die hier beschriebene Ermittlung der Marktpotenziale wurde auf die Dampfanwendungen beschränkt. Da der Aufwand für die PtH-Prozessintegration bei den Brennstoffanwendungen branchen- und produktspezifisch sehr unterschiedlich ausfällt, kann hierfür keine allgemein verbindliche Aussage zu den Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung getroffen werden. Während beispielsweise in der Stahlbranche bereits heute kommerziell Elektroschmelzverfahren eingesetzt werden, ist in der Zementindustrie nicht zu erwarten, dass in den kommenden Jahren elektrisch betriebene

Drehrohröfen im industriellen Maßstab verfügbar sein werden. Der Grund für diese Einschätzung liegt zum einen darin, dass thermodynamisch und prozesstechnisch ein völlig neues Anlagendesign entwickelt werden müsste, dass dazu nur Neuanlagen in Frage kämen und dass – in Konkurrenz zu den heutzutage eingesetzten sehr billigen Ersatzbrennstoffen – große Mengen günstigen Stroms zur Verfügung stehen müssten.

Bei den Brennstoffanwendungen wird beispielsweise noch ein erhebliches Entwicklungspotenzial bezüglich des gezielten Einsatzes einer Strömungsbewegung oder -dämpfung in *konduktiven Erwärmungsprozessen* in der Metallindustrie gesehen [Pfei13, S.266], um neue oder verbesserte Eigenschaften von Werkstoffen (z.B. beim Strangpressen, bei der Erstarrung spezieller Legierungen und bei der Halbleiterkristallzüchtung für Mikro- und Leistungselektronik oder Photovoltaik) zu produzieren. Auch die *dielektrische Erwärmung*, die komplementär zur induktiven Erwärmung für elektrisch schwach leitfähige Materialien geeignet ist, bietet noch Entwicklungs- und Anwendungspotenziale in Richtung reduzierter Erwärmungszeiten und dadurch erheblich reduzierte Energiebedarfe [Pfei13, S.266], zum Beispiel beim mikrowellenunterstütztem Sintern von Keramiken und dem Entbindern beim Spritzgießen keramischer Massen [Pfei13, S.295]. Die *Elektronenstrahl-Erwärmung* bietet noch Potenzial bei der Reduzierung der Investitionskosten und der Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit [Pfei13, S.326].

5.2.2.3.2 RISIKEN UND NOTWENDIGE BEDINGUNGEN FÜR PFADAUSBAU

Wie bereits in Kap. 5.2.2.2 beschrieben, sind die PtH-Technologien bereits kommerziell verfügbar, auch wenn sie noch z.T. erhebliches Optimierungspotenzial aufweisen. Das Entwicklungsstadium, die Entwicklungsrisiken und das Entwicklungspotenzial prozesstechnischer PtH-Anwendungen hängt jedoch von den Verfahren in den einzelnen Branchen ab. In Tabelle 5-18 wird eine grobe Einschätzung des Entwicklungsstadiums für eine Auswahl repräsentativer, energieintensiver Branchen vorgenommen. Dabei wird zwischen elektrischer Dampferzeugung unterschieden, die quer zu den Branchen angewandt werden kann, und PtH-Anwendungen, die brennstoffbeheizte Systeme (Brenner bzw. Öfen) in den jeweiligen Branchen ersetzen. Die Einschätzungen basieren auf Literaturangaben und Expertengesprächen zu den Elektrifizierungspotenzialen mit Vertretern ausgewählter energieintensiver Branchen.

Tabelle 5-18 Entwicklungsstadien für PtH-Anwendungen für elektrisch erzeugten Dampf (Querschnittstechnologie) und als Brennstoffersatz für sechs beispielhafte Branchen

Branche	Relevante Technologie	TRL ⁹	Entwicklungsstadium
Querschnitt	Elektrische Dampferzeugung	7	Demonstration: Prototypentest in Betriebsumgebung
Papier und Pappen	Mikrowellentrocknung	8	Demonstration: Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung
Grundstoffchemie	Diverse	4	Technologieentwicklung: Grundsätzlicher Funktionsnachweis der Technologie/Anwendung im Labor
Glas, Keramik	a) Induktiv / indirekt resistiv	5	a) Demonstration: Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung
	b) Konduktiv	9	b) Kommerzialisierung: Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz
Zement, Kalk, Ziegel	Resistiv	3	Technologieentwicklung: Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie
Eisen & Stahl	Konduktiv / induktiv	9	Kommerzialisierung: Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz
Nicht-Eisen-Metalle	a) Induktiv / Immersion Heater ¹⁰	9	a) Kommerzialisierung: für kleine (Warmhalte-)Öfen bereits heute erreicht (Induktionsöfen und Immersion Heater)
	b) Plasmaerwärmung / Mikrowellen	6	b) Demonstration: Kopplung von thermischer Behandlung und Schmelzprozess (z.B. bei Entlackung und Aufschmelzen von Aluminiumschrott) Plasmaerwärmung (Demonstrationsprojekt von Hydro in Norwegen)

1. Elektrische Dampferzeugung als Querschnittstechnologie: Demonstration

Elektrische Dampferzeuger im kleinen Leistungsbereich stehen bereits kommerziell zur Verfügung, z.B. für Sterilisatoren in Krankenhäusern oder im produzierenden Gewerbe. Im großen Maßstab, als Ersatz für brennstoffbetriebene Dampfkessel oder Dampfkraftwerke (KWK-Anlagen), werden sie jedoch noch selten kommerziell eingesetzt. Es gibt jedoch z.B. in einem Chemiepark erste positive Erfahrungen mit

⁹ TRL = Technology Readiness Level

¹⁰ Immersion Heater = direkt umspültes, keramisches Rohr bzw. Heizschwert mit integrierten Widerstands-Heizelementen („Tauchsieder“)

einem Elektrodenkessel in einer parallel hybriden Dampferzeugungsanlage, der vom Betreiber als „gut integriert“ und „mit schnellen Ansprechzeiten“ beschrieben wird. Weitere Einsatzbeispiele sind in [BeBB15, S.116 ff.] dokumentiert.

Ein weiteres Verfahren der strombasierten Dampferzeugung ist die elektrische Hochtemperatur-Wärmepumpe. Hierdurch lässt sich Niedertemperatur-Abwärme (d.h. im Bereich der Industrie $< 100\text{ °C}$) nutzbar machen. Perspektivisch erscheinen mit der Entwicklung neuer Kältemittel (R245fa) Temperaturen von über 140 °C realisierbar [BeBB15, S.65]. Mit nachgeschalteten Brüden-Verdichtern können strombasiert die gewünschten Dampfparameter erreicht werden. Abbildung 5-35 zeigt ein solches System-Beispiel zur Erzeugung von Dampf bei 6 bar und 168 °C , mit einer Teil-Effizienz der elektrischen Wärmepumpe von $\varepsilon = 3,86$ und einer Gesamt-Effizienz des Systems (inkl. Brüdenverdichter) von $\text{COP} = 2,6$.

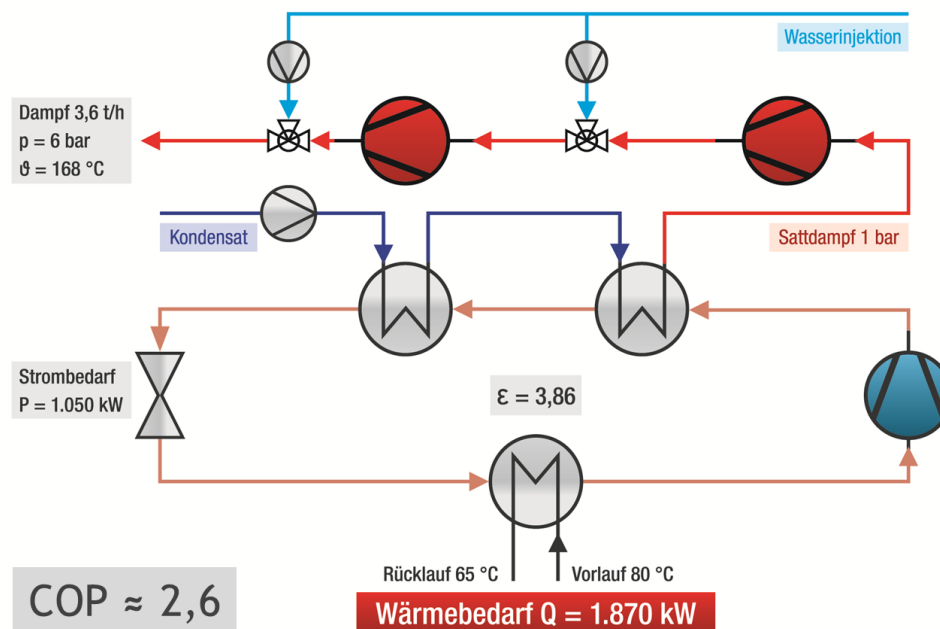


Abbildung 5-35 Dampferzeugung aus 80-gradiger Abwärme mittels Hochtemperatur-Wärmepumpe und nachgeschaltetem Brüdenverdichter [Budd16a]

Die Wirkungsgradkurve in Abbildung 5-36 zeigt, dass verschiedene Prozessdampfdrücke einstellbar sind und in Abhängigkeit vom Dampfdruck (und Temperatur) COP-Werte zwischen 2 (bei 20 bar) und über 4 (bei Umgebungsdruck) erreichbar sind.

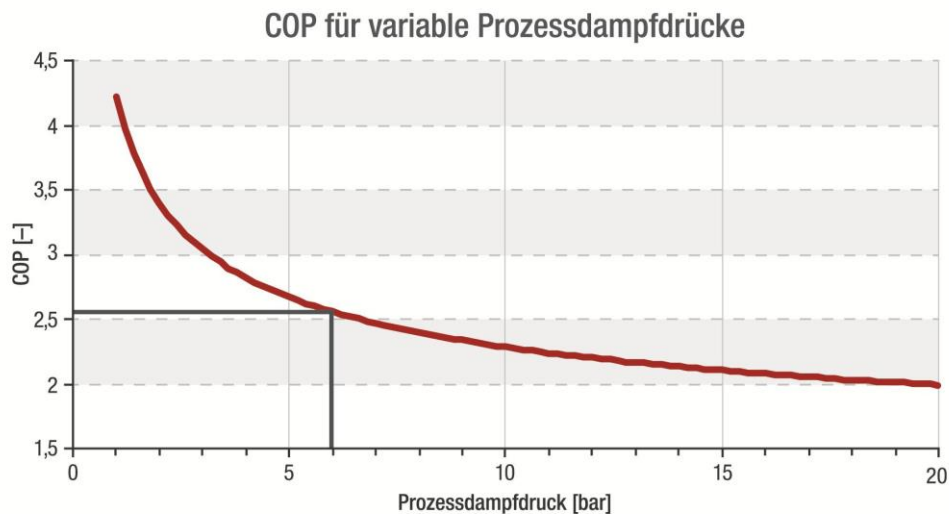


Abbildung 5-36 System-Effizienz (COP = Coefficient of Performance) für eine Hochtemperatur-Wärmepumpe mit nachgeschaltetem Brüdenverdichter als Funktion des Prozessdampfdrucks [Budd16a]

2. Papier und Pappe: Demonstration

Die Papier- und Pappenindustrie weist einen sehr hohen Dampfbedarf auf, der grundsätzlich (aus technischer Sicht) mehr oder weniger vollständig elektrisch bereitgestellt werden könnte. Die hier vorgenommene Einschätzung bezieht sich jedoch auf ein anderes Beispiel, nämlich die *Mikrowellentrocknung* bei der Papierverarbeitung. Hierdurch könnte Dampf auf effiziente Art und Weise substituiert werden. Die Mikrowellentrocknung sorgt für eine selektive, homogene, schonende, schnelle und energieeffiziente Erwärmung mit Tiefenwirkung und ist besonders geeignet bei Trocknungsprozessen. Gründe dafür sind kürzere Trocknungszeiten, geringerer Energieverbrauch und Selbstregeleffekte (Levelling, keine Überhitzung von trocknen Stellen) und somit insgesamt eine höhere Produktqualität sowie ein geringerer Flächenbedarf der Hochfrequenzanlage (bis zu Faktor 10 im Vergleich zur Konvektionstrocknung). Aufgrund dieser Vorteile gibt es bereits erste marktnahe Anwendungen. Das Ausbaupotenzial ist jedoch noch sehr groß. [Pfei13, S.290 ff.]

3. Grundstoffchemie: Technologieentwicklung

Für die Chemieindustrie gilt – ähnlich wie für die Papierindustrie, dass sie einen relativ hohen Dampfbedarf hat, der – siehe oben – technisch durch Elektrifizierung gedeckt werden könnte. Schwieriger ist in manchen Fällen der Ersatz von Brennstoffen, die zur Erzeugung von Prozesstemperaturen jenseits von 400 °C benötigt werden, die auch in der Grundstoffchemie vereinzelt erforderlich sind. Hiermit ist teilweise ein direkter Eingriff in die Produktionsprozesse selber verbunden. Optimal ist ein kontinuierlicher und homogener Prozessbetrieb, der so gefahren werden kann, dass maximale Energieeffizienz erreicht wird bei (gerade noch) Einhaltung der Produktqualität. Je weniger Schwankungen der Prozess aufweist, desto näher kann an das Energie-Maximum herangefahren werden. Daher ist eine flexibilisierte Fahrweise mit Strom schwierig sowohl hinsichtlich

der Energieeffizienz als auch der Produktqualität. Aufgrund dieser Hindernisse wird die Technologieentwicklung auf ein niedriges Niveau eingeschätzt.

4. Glas, Keramik: a) Demonstration (induktiv / indirekt resistiv) b) Kommerzialisierung (konduktiv)

Strom kann in der Glas- und Keramikindustrie sowohl in monovalenten als auch in hybriden Heizsystemen zum Einsatz kommen. Dabei kommen das konduktive Verfahren (geschmolzenes Glas als elektrischer Leiter = direkte Widerstandsheizung), das induktive Verfahren (über ein Magnetron) und die Einbringung von elektrischen Heizelementen (indirekte Widerstandsheizung) in Betracht. Die konduktive Erwärmung ist die einzige PtH-Technologie, die in dieser Branche bisher kommerziell angewandt wird [Join13, S.46]. Nach wie vor deckt Erdgas mit 85 % den Hauptteil des Energieeinsatzes [Bine14].

5. Zement, Kalk, Ziegel: Technologieentwicklung

Hier wird Bezug genommen auf die Kalzinierung im Kalkofen bzw. die gekoppelte Kalzinierung und Sinterung im Zementofen (Drehrohrofen) bei der Zementherstellung. Grundsätzlich ist auch hier eine Elektrifizierung vorstellbar, entweder durch

- eine hybride elektrische Luftvorwärmung in bestehenden Systemen (mit Anpassungen, z.B. durch Einblasen elektrisch erhitzter Luft) oder
- durch den direkten Einsatz von Widerstandsheizelementen oder
- durch eine monovalente Ausführung, die eine komplette Neukonstruktion erfordern würde.

Eine Elektrifizierung würde gewisse Vorteile erbringen. Beispielsweise wird der apparative Aufwand als einfach(er) eingeschätzt, da u.a. keine Zuluft- und Brenngaskonditionierung erforderlich ist. Als Co-Benefit könnten außerdem hochreine CO₂-Ströme als Nebenprodukt der Elektrifizierung in relevanten Mengen - z.B. zur Gas-Synthese mit erneuerbarem Wasserstoff - nutzbar gemacht werden. Angesichts der sehr niedrigen Referenzbrennstoffkosten für die vorwiegend eingesetzten Ersatzbrennstoffe und angesichts der notwendigen Zuführung sehr hoher Energiemengen bzw. Leistungen ist eine solche Elektrifizierung jedoch noch weit ab von einer Kommerzialisierung. Indirekt elektrisch beheizte Drehrohröfen existieren bislang nur im Technikum-Maßstab¹¹ mit einem Durchsatz von bis zu 0,1 t/h.

6. Eisen & Stahl: Kommerzialisierung

Bei der Stahlverarbeitung haben sowohl die konduktive als auch die induktive Erwärmung (Schmelzen von Stahl, Gusseisen, Leicht- und Schwermetallen im Tiegel- oder Rinnenofen) eine große Relevanz und einen hohen Entwicklungsstand erreicht. Bei der Sekundärstahlerzeugung (Elektrostahl-Recycling) wird sie als Standardtechnologie eingesetzt. Dadurch wird insgesamt bereits ca. 1/3 des gesamten Stahls (Primär- und Sekundärstahl) weltweit in Drehstrom- oder Gleichstrom-Lichtbogenöfen

¹¹ vgl. www.ibu-tec.de/versuche-scale-up/drehrohrrofen/versuchsanlagen.html

geschmolzen [Pfei13, S.308]. In der Weiterverarbeitung gibt es jedoch noch deutliches Ausbaupotenzial für elektrische Verfahren.

7. Nicht-Eisen-Metalle: a) Kommerzialisierung (induktiv / resistiv) b) Demonstration (Plasmaerwärmung / Mikrowelle)

Im Bereich der NE-Metall-Industrie kommen elektrische Erwärmungs- bzw. Warmhalteprozesse bereits zum Einsatz. Dies gilt insbesondere dort, wo Schmelzen im Batch-Prozess hergestellt werden und hiernach mit wechselnder Wärmeleistung warmgehalten werden müssen, um einem kontinuierlichen Gieß- oder Walzprozess oder einem weiteren Batch-Prozess mit abweichender Dauer der Charge zugeführt werden zu können.

Im Bereich des Aluminium-Recyclings ergeben sich weitere Effizienzpotenziale durch einen Einsatz von PtH, zum einen über die höhere thermische Effizienz (etwa von Induktionsöfen), zum anderen über höhere Produktqualitäten durch die Vermeidung von Abbrand, durch weniger Erstarrung bei gleichzeitigem Rühren und Erhitzen im Induktionsofen sowie durch das Entfallen von stromintensiven Gebläsen für die Abgasreinigung.

Aufgrund der Abkühlverluste bei parallelen Systemen sowie dem zusätzlichen investiven Aufwand wird ein bivalenter Wechselbetrieb (strom-/brennstoffbasiert) eher kritisch gesehen. Bei langfristig niedrigen Strompreisen ist die traditionell stromaffine NE-Metall-Industrie dem Aufbau neuer (Recycling)-Kapazitäten auf Basis von Strom gegenüber jedoch positiv eingestellt. Erste Forschungs- und Demonstrationsvorhaben zu PtH laufen hier bereits.

Technisches und wirtschaftliches Forschungs- und Entwicklungsrisiko

Das **technische Entwicklungsrisiko** wird (über die Breite aller PtH-Technologien) als eher gering angesehen, da die Technologien an sich bereits weit entwickelt sind und in verschiedenen Anwendungen auch kommerziell zum Einsatz kommen. In einigen Anwendungsfällen, beispielsweise in der Grundstoffchemie oder bei der Klinker- und Zementherstellung, sind jedoch möglicherweise auch höhere technische Risiken zu erwarten, da dort z.T. Prozesse und Apparate (z.B. Drehrohröfen) komplett neu entwickelt und konstruiert werden müssten.

Das **wirtschaftliche Risiko** wird grundsätzlich als eher hoch angesehen, da von derzeit preisgünstigen Energieträgern (Erdgas, Kohle, Ersatzbrennstoffe) auf einen teureren Energieträger (Strom) umgestellt werden müsste. Dies gilt insbesondere für monovalent betriebene Anlagen, die nicht dauerhaft von günstigem Überschussstrom profitieren können. Wenn dadurch höhere Betriebskosten in Kauf genommen werden müssten, erhöht sich der Druck auf eine kostengünstige Entwicklung und Investition in PtH-Anlagen. Inwieweit die wirtschaftliche Risikobewertung zutrifft, ist unter anderem vom Ausbau erneuerbarer Stromquellen und der zukünftigen Entwicklung des Strommarktdesigns abhängig.

5.2.2.4 EINORDNUNG DES PFADS 2B IN DIE SYSTEMSICHT

Beitrag industrieller PtH-Anwendungen zum Klimaschutz

Basierend auf der in Tabelle 5-17 genannten Bandbreite des nationalen PtH-Einsatzes am Beispiel elektrischer Dampferzeuger werden in Tabelle 5-19 die daraus resultierenden jährlich vermiedenen Treibhausgas-Emissionen (THG) ausgewiesen. Dabei wurden die spezifischen THG-Emissionsfaktoren für den Strommix der beiden nationalen Klimaschutzszenarien (Tabelle 5-20) aus den Quotienten der absoluten Emissionsmengen und der Nettostromerzeugung hergeleitet. Als Referenztechnologie wurde ein Erdgaskessel mit 90 % Wirkungsgrad [Eu16, S.58] und ein spezifischer Emissionsfaktor für die Verbrennung von Erdgas von 55,944 kg/TJ (201,4 g/kWh) angenommen [Uba16, S.22]. Für die Dampferzeugung in einem Elektrodenkessel wird ein Wirkungsgrad von 99 % angesetzt [Gumi15, S.69].

Tabelle 5-19 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Power-to-Heat (elektrischer Dampferzeuger) in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (Erdgaskessel)

Mt CO ₂ äq/a	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95%			
	vs. Strommix (monovalent)		vs. EE-Mix* (hybrid)	vs. Strommix (monovalent)		vs. EE-Mix* (hybrid)
	Elektrode	HT-WP	Elektrode	Elektrode	HT-WP	Elektrode
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	- 0,6	0,4	1,0	- 0,2	1,2	2,0
2040	0,0	2,5	4,1	3,8	7,0	9,1
2050	5,9	7,9	9,1	15,9	16,7	17,3

* Theoretische Einsparungen unter der Voraussetzung ausreichend verfügbarer EE-Überschussstrommengen!

Dampferzeugung mittels Elektrodenkessel (Elektrode) bzw. Hochtemperatur-Wärmepumpe (HT-WP) mit COP = 2,5 für einen typischen Dampfzustand von 6 bar und 170°C [Budd16b].

Graue Felder: Negative Werte (= zusätzliche Emissionen)

Die negativen Werte für das Jahr 2030 bedeuten, dass mindestens bis zu diesem Zeitpunkt durch eine *monovalente Elektrifizierung* der Dampferzeugung Mehremissionen entstehen (0,2 bis 0,6 Mio. t/a). Dies liegt an den - verglichen mit Erdgas - spezifisch höheren THG-Emissionen der Stromerzeugung, die auch nicht durch die höheren Kesselwirkungsgrade kompensiert werden können. Im Jahr 2040 herrscht hinsichtlich der THG im 80 %-Szenario Parität zwischen der Dampferzeugung aus Strom und Erdgas, während im 95%-Szenario bereits eine Emissionsminderung von 3,8 Mio. t/a CO₂-Äquivalente erzielt werden kann. Dies unterstreicht noch mal die wichtige Tatsache, dass **hohe erneuerbare Ausbauziele im Stromsektor Voraussetzung** für eine sinnvolle und früh einsetzende Elektrifizierungsstrategie sind. Im Jahr 2050 können - unter der Annahme eines entwickelten PtH-Potenzials von 77 TWh/a - maximal Einsparungen von **15,9 Mio. t/a** erreicht werden. Würde bis 2050 das gesamte technische Potenzial für industriellen Prozessdampf von 90,1 TWh/a realisiert, entspräche dies einer Einsparung von 18,7 Mio. t/a. Zusätzlich wäre bei vollständiger Realisierung auch

des prozesstechnischen Brennstoff-Substitutionspotenzials von 50,9 TWh/a (vgl. Tabelle 5-14) eine weitere Reduktion von maximal 10,8 Mio. t/a möglich¹².

Für den Fall einer *hybriden Elektrifizierung*, die sich flexibel alleine aus erneuerbaren Stromüberschüssen speist, werden alternativ die Emissionswerte für den EE-Mix auf (annähernd) Null gesetzt. Dadurch ergeben sich bereits im Jahr 2030 THG-Einsparungen von 1 bis 2 Mio. t/a und im Jahr 2050 maximale Einsparungen von 17,3 Mio. t/a (3. und 5. Spalte in Tabelle 5-19). Zu beachten ist jedoch, dass dies theoretische Werte sind, da im Rahmen dieser Abschätzungen nicht geprüft werden konnte, ob in den jeweiligen Jahren überhaupt ausreichend EE-Stromüberschüsse zur Verfügung ständen, die andernfalls abgeregelt werden müssten.

Wie oben beschrieben, wurden für die Berechnung der Treibhausgasminderungspotenziale einfache Elektrodenkessel mit einem Wirkungsgrad von 99 % angenommen. Geht man davon aus, dass perspektivisch auch verstärkt Hochtemperatur-Wärmepumpen (ggf. ergänzt um Brüdenverdichter) zur Dampferzeugung eingesetzt werden, die - je nach Temperatur- und Druckniveau - Wirkungsgrade von rund 200 bis 400 % aufweisen (vgl. Abbildung 5-36), so verbessert sich der spezifische THG-Emissionsfaktor für die Produktion von einer Kilowattstunde Dampf im Vergleich zu Elektrodenkesseln entsprechend um den Faktor 2 bis 4. Würde das gesamte PtH-Potenzial durch Wärmepumpen realisiert, könnten bei einem konservativ angenommenen COP von 2,5 bis 2040 maximal 2,5 Mt/a (GER_80 %) und 3,2 Mt/a (GER_95%) CO₂-Äquivalent gegenüber der Dampferzeugung durch Elektrodenkessel eingespart werden. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, industrielle Hochtemperatur-Wärmepumpen weiterzuentwickeln und auch in der Breite zur Nutzbarmachung industrieller Niedertemperatur-Abwärme (< 100 °C) einzusetzen.

Tabelle 5-20 Spezifische THG-Emissionsfaktoren für den Strommix, Quelle: eigene Berechnungen mit Emissionsdaten aus [RMEB15]

CO ₂ Äquiv.	DE_80 %- Strommix	DE_95%- Strommix
	g/kWh	g/kWh
2020	464	428
2030	361	240
2040	221	130
2050	79	17

¹² Hier wurde vereinfachend und konservativ zugrunde gelegt, dass für die elektrischen Ersatzprozesse die gleichen Wirkungsgrade wie für die fossil basierten Referenzprozesse gelten. Häufig sind elektrische Prozesse - insbesondere im Teillastbetrieb - jedoch effizienter, da z.B. Abgasverluste entfallen und die Wärme gezielter eingebracht werden kann. Inwieweit das technische Potenzial tatsächlich umsetzbar ist, müsste für die einzelnen Branchen und Prozesse noch vertiefend analysiert werden.

Beitrag zur Primärenergieeinsparung

Die Vorgehensweise zur Berechnung der Energieeinsparung durch die Elektrifizierung der Dampferzeugung ist prinzipiell die gleiche wie oben für die Herleitung der THG-Einsparungen beschrieben. Im Unterschied dazu werden jedoch anstelle der spezifischen Emissionsfaktoren die Primärenergiefaktoren für den Strommix bzw. für Erdgas (Tabelle 5-22) mit den jeweiligen Strom- (Elektrifizierung) bzw. Erdgasmengen (Referenz) multipliziert¹³. Da die Wirkungsgradverluste in der Vorkette der Stromerzeugung deutlich höher sind als in der Vorkette zur Bereitstellung von Erdgas, führt die monovalente Elektrifizierung in allen Stützjahren und in beiden Szenarien zu einem Mehrverbrauch an Primärenergie von bis zu 28,2 PJ (80 %-Szenario im Jahr 2050). Lediglich im 95%-Szenario ist zumindest – trotz zunehmender elektrischer Dampferzeuger – ein Rückgang der Mehrverbräuche von 25,3 PJ in 2040 auf 8,4 PJ in 2050 zu erkennen. Dieser Rückgang ist auf die hohen EE-Anteile in dem ambitionierteren Klimaschutzszenario zurückzuführen¹⁴. Im Fall der hybriden Elektrifizierung ergeben sich im Jahr 2050 - unter der Annahme eines 100 %-igen Strombezugs aus erneuerbaren Quellen – Primärenergieeinsparungen von 31,2 bis 59,0 PJ/a.

Tabelle 5-21 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Power-to-Heat (elektrischer Dampferzeuger) in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (Erdgaskessel)

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95%			
	vs. Strommix (monovalent)		vs. EE-Mix* (hybrid)			
	Elektrode	HT-WP	Elektrode	Elektrode	HT-WP	Elektrode
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	-11,1	7,7	3,5	-20,2	16,2	6,9
2040	-22,5	39,4	13,9	-25,3	98,6	31,2
2050	-28,2	97,5	31,2	-8,4	201,9	59,0

* Theoretische Einsparungen unter der Voraussetzung ausreichend verfügbarer EE-Überschussstrommengen!

Dampferzeugung mittels Elektrodenkessel (Elektrode) bzw. Hochtemperatur-Wärmepumpe (HT-WP) mit COP = 2,5 für einen typischen Dampfzustand von 6 bar und 170°C [Budd16b].

Graue Felder: Negative Werte (= zusätzlicher Primärenergiebedarf)

Analog zu den Treibhausgasminderungen (Tabelle 5-19) gilt auch bei den Primärenergieeinsparungen, dass durch die Nutzung industrieller Abwärme unter Einsatz hocheffizienter Hochtemperatur-Wärmepumpen der Primärenergieverbrauch gegenüber einem einfachen elektrischen Dampferzeuger um den Faktor 2 bis 4 reduziert werden kann.

¹³ Hinweis: Für den Fall, dass die Referenzwärme nicht aus einem Erdgaskessel, sondern aus einer KWK-Anlage substituiert wird, wäre abweichend von diesem Ansatz der PE-Faktor der KWK-Wärme kleiner als 1,1 und somit auch die PE-Einsparung durch Elektrifizierung geringer (bzw. der Mehrverbrauch höher).

¹⁴ Für eine fast vollständige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien konvergiert der Primärenergiefaktor gegen 1.

Tabelle 5-22 Primärenergiefaktoren (PEF) für den Strommix und für Erdgas in den Klimaschuttszenarien, Quelle: [RMEB15]

PEF	DE_80 %- Strommix kWh/kWh	DE_95%- Strommix kWh/kWh	100 %-EE- Strommix kWh/kWh	Erdgas kWh/kWh
2020	2,35	2,34	1,0	1,1
2030	1,88	1,82	1,0	1,1
2040	1,55	1,38	1,0	1,1
2050	1,40	1,24	1,0	1,1

Pfadabhängigkeit und Abhängigkeit von Infrastrukturen

Aus heutiger Sicht ist es für das sehr disperse Technologiefeld „Power-to-Heat“ schwierig, die Pfadabhängigkeit und Abhängigkeit von Infrastrukturen einzuschätzen, unter anderem, da es sich in einem relativ frühen Entwicklungsstadium befindet und da Planungszeit, Bauzeit, Nutzungsdauer und Investitionen individuell von der jeweilig zu betrachteten Technologie abhängen. Grundsätzlich kann jedoch gesagt werden, dass man bei einer Hybridisierungsstrategie an Flexibilität gegenüber dem Referenzfall gewinnt und im ungünstigsten Fall - unerwartet hoher Strompreise bzw. unerwartet geringer Mengen an EE-Überschussstrom - auf das fossile Backup-System zurückgreifen kann. Bei einer monovalenten Elektrifizierung legt man sich hingegen längerfristig auf diese Technologie fest und kann nicht mehr flexibel auf hohe Strompreise und / oder knappe Stromangebote reagieren. Wie hoch diese Abhängigkeit ausfällt, muss im Einzelfall beurteilt werden. Es ist jedoch eher von einer langfristigen Bindung auszugehen, beispielsweise beträgt im Industrieumfeld die Lebensdauer von Dampfkesseln zwischen 20 und 30 Jahre, die von Öfen (z.B. in der Stahl-, Glas- oder Zementindustrie) auch bis zu 40 Jahre oder mehr und auch in der Fernwärmeversorgung sind Anlagenlaufzeiten von über 20 Jahren die Regel.

Der Betrieb von PtH-Anlagen ist sowohl in hybrider (flexibler) als auch in monovalenter (Grundlast) Betriebsweise abhängig von bestehenden Infrastrukturen in Form von Stromleitungen. Ob die bestehenden Infrastrukturen am Ort der Anwendung (Hausanschluss, Industriestandort) ausgebaut werden müssen, hängt vom Einzelfall ab, insbesondere davon, ob noch ausreichende Reserven an elektrischer Anschluss- und Übertragungskapazität vorhanden sind. Konventionelle Drehrohröfen in der Zementindustrie benötigen beispielsweise bei einer maximalen Anlagenkapazität in Deutschland von 2.000 - 3.000 t/d ca. 100 MW_{th} und bei bis zu 10.000 t/d (an ausländischen Produktionsstandorten) 300 bis 400 MW_{th} und werden heutzutage mit großen Mengen an Kohle und Ersatzbrennstoffen versorgt¹⁵. Da die Zementindustriestandorte i.d.R. in der Peripherie nahe an den

¹⁵ Quelle: Experteninterview mit einem Hersteller von Drehrohröfen

Kalkstein-Abbaugebieten gelegen sind (vgl. [Schü16, S.7f.]), ist es sehr wahrscheinlich, dass für eine Elektrifizierung keine ausreichenden Stromkapazitäten im Bereich von mehreren hundert Megawatt vorhanden sind.

Für die Nutzung von EE-Überschussstrom für den Einsatz in Power-to-Heat Technologien sind außerdem ausreichende Übertragungskapazitäten von den Erzeugungsanlagen bis in die verschiedenen Netzebenen erforderlich, um Netzengpässe zu vermeiden. Diese Anforderung gilt sowohl für die hybride als auch für die monovalente Elektrifizierungsstrategie. Bei der monovalenten Elektrifizierung ist zusätzlich ein erheblicher Ausbau an erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen erforderlich, um überhaupt die erforderlichen Strommengen (klimaneutral) bereitstellen zu können. Darüber hinaus müssen ggf. weitere Infrastrukturen (Speicher, Backup-Systeme) ausgebaut oder neu errichtet werden. Eine hybride, flexibilisierte Fahrweise kann umgekehrt helfen, den zukünftigen Ausbaubedarf an Stromspeichern zu reduzieren.

Eine im großen Umfang umgesetzte Power-to-Heat Strategie ist also geeignet, in erheblichem Umfang zur Dekarbonisierung sowohl der Industrie als auch des Wärmesektors beizutragen. Ebenso führt jede Elektrifizierungsstrategie, sofern ausschließlich erneuerbare Strommengen eingesetzt werden, zur Vermeidung von Schadstoffemissionen wie Stickoxiden, Feinstaubpartikeln, etc. (je nach Prozess und substituiertem Brennstoff). Power-to-Heat konkurriert beim Bezug preisgünstigen erneuerbaren Strom mit anderen Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Gas und verfügt über ebenbürtige abfahrbare Lastrampen und je nach Anlagenkonzept und dem Vorhandensein von Wärmespeichern potenziell auch über zeitliche Flexibilität. Grundsätzlich ist Power-to-Heat jedoch ungeeignet, um Stromnetzausbau reduzieren. Die großen Wärmesenken in Industrie und Wärmesektor befinden sich in der Regel fernab der EE-Erzeugungszentren, so dass im Gegenteil zusätzlicher Aufwand betrieben werden muss, um geeignete Anbindungen an regionale und überregionale Stromnetze bereitzustellen sowie vor Ort die Infrastruktur der Wärmeverteilung in Industrieparks und Wärmenetzen auszubauen.

Systemkompatibilität

Der Einsatz neuer Technologien kann sowohl mit Rückwirkungen als auch mit positiven (Synergien) oder negativen (Konkurrenzen) Wechselwirkungen mit den umgebenden Systemen verbunden sein. Diese Wirkungen und ein ggf. daraus resultierender Anpassungsbedarf sollen nachfolgend abgeschätzt werden soll, um Risiken und Trade-offs aus Gesamt-Perspektive transparent zu machen, die von der Technologie bzw. dem umgebenden System ausgehen.

Rückwirkungen auf umgebende Systeme

Für einzelne PtH-Anlagen sind potenzielle Rückwirkungen in Form von Spannungsänderung (Flickern), Phasenverschiebung und unter ungünstigen Umständen auch einer Überlastung in der Regel auf die lokale Ebene des Industriestandortes und ggf. sein vorgelagertes Stromnetz begrenzt. Diese Rückwirkungen sind einerseits abhängig von den Reserven der vorhandenen Anschlusskapazität sowie vorhandener Kompensationseinrichtungen (z.B. für Blindstrom) und andererseits von der

Leistungsgröße der PtH-Anlage¹⁶. Hierbei ist relevant, ob ein Prozess teilweise bzw. nur ergänzend (hybrid) oder vollständig (monovalent) elektrifiziert wird. Weiterhin ist das individuelle Lastprofil des Prozesses sowie die Potenziale zur Verschiebung des Profils (durch Wärme- oder Stromspeicher oder durch flexible Prozessführung) zu beachten.

Bei einem großen Bestand (einer hohen Durchdringung) an PtH-Anlagen sind Rückwirkungen auf das gesamte Stromnetz zu erwarten. Das Ausmaß der Rückwirkungen hängt insbesondere davon ab, ob in hybrider (flexibler) Fahrweise auf das Stromangebot (Über- oder Unterdeckung) im Netz reagiert werden kann oder ob dies in monovalenter Fahrweise nicht oder nur begrenzt möglich ist.

Generell gilt einerseits, dass ein Zubau von PtH ohne Stromnetzanpassung zunehmend zu Rückwirkungen und damit zu Anpassungsbedarf führen wird. Andererseits kann ein regional mit dem EE-Ausbau abgestimmter Zubau von flexiblen PtH-Anlagen auch zu Synergieeffekten mit dem Stromnetz führen, so dass der Anpassungsbedarf reduziert wird. Hier sollte es das Ziel sein, dass PtH-Anlagen auf lokaler bzw. regionaler Ebene EE-Überschussstrom nutzen, der sonst abgeregelt werden müsste. Dieser Anlageneinsatz kann zu vermiedenem oder herausgezögertem Netzausbau sowie zu einer Reduzierung von Netzverlusten führen.

Insgesamt ergibt sich durch die Verlagerung des Einsatzes von Brennstoffen zu Elektrizität sowohl ein erhöhter (nationaler) Strombedarf als auch ein erhöhter Leistungsbedarf.

Aufwand für einen Anpassungsbedarf

Im Einzelfall können ggf. Optimierungen bzw. Verstärkungen des lokalen Stromnetzes z. B. durch regelbare Ortsnetztransformatoren, neue leistungsstärkere Betriebsmittel und etwaige Kompensationseinrichtungen oder auch ein anderer Netzanschlusspunkt erforderlich sein.

Bei der Errichtung von PtH-Anlagen im großen Maßstab (hohe Marktdurchdringung) können darüber hinaus auch Maßnahmen zur Optimierung und Kapazitätserhöhung in vorgelagerten Stromnetzen bis zur Übertragungsebene erforderlich werden. Eine Kapazitätserhöhung ist sowohl für die hybride als auch für die monovalente Betriebsweise erforderlich, da in beiden Fällen zu bestimmten Zeiten ausreichend Transportkapazität erforderlich sein muss. Bei flexibler Fahrweise kann der notwendige Ausbaubedarf eventuell geringer sein. Dies setzt jedoch zusätzlich die Errichtung und den Einsatz von (intelligenten) Regeleinrichtungen in Form von Informations-, Kommunikations- und Fernwirktechnik voraus (Smart Grids, Registrierende-Leistungs-Messung¹⁷ bzw. Demand-Side-Management).

¹⁶ In Industrieanwendungen kann der Leistungsbereich von einigen Kilowatt bis zu mehreren hundert Megawatt (Bsp. Zement-Drehrohrofen) betragen. In letzterem Fall wären bereits bei Einzelanlagen Auswirkungen auf vorgelagerte Netze zu erwarten.

¹⁷ Die Registrierende-Leistungs-Messung (RLM) in viertelstündlicher Auflösung wird i.d.R. bei Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh eingesetzt.

Für die flexible Fahrweise von PtH sind zudem entweder größere Gesamtsysteme oder zusätzliche Wärmespeicher im Vergleich zur unflexiblen Anlage vorzusehen, um die Wärmenachfrage jederzeit erfüllen zu können. Dies trifft insbesondere für den flexiblen PtH-Einsatz in Wärmenetzen zu. Hier können die gut vorhersagbaren Lastkurven der Wärmekunden durch einen geeignet dimensionierten Wärmespeicher zeitlich vom Strombezug um z.B. einige Stunden entkoppelt werden, um Lastpeaks in den Stromnetzen zu entgehen und z.B. verstärkt nachts anfallende Überschuss-Windstrommengen aufzunehmen, die günstig erworben werden können und einer Abregelung entgehen können. Große, thermisch gut isolierte, sensible Wärmespeicher (Warmwasserspeicher) sind Stand der Technik und stellen in Bau und Betrieb keine ingenieurstechnisch hohe Herausforderung dar.

Ein Betrieb von PtH-Anlagen in der Grundlast erfordert zwingend einen Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten, sofern die Elektrifizierung zur Dekarbonisierung des Wärmesektors beitragen soll. Des Weiteren wird - insbesondere bei monovalent betriebenen Anlagen - eine Kapazitätserhöhung bei der Stromerzeugung allgemein in Form zusätzlicher (Spitzenlast-) Kraftwerke oder Speicher benötigt. Der Anstieg des Leistungsbedarfs kann jedoch zumindest bei flexibilisierten Prozessen durch DSM-Maßnahmen kompensiert werden.

Wechselwirkungen mit anderen Technologien, angrenzenden Teilsystemen oder Gesamtsystem

Eine intelligent betriebene Nutzung von PtH-Anlagen (Wärmepumpen, Elektrodenkessel in der Fernwärme oder industrielle PtH-Prozesswärme) setzt eine entsprechende Digitalisierung der Infrastrukturen voraus. Grundsätzlich können flexibilisierte PtH-Anlagen auch zur Reduzierung der lokalen Netzbelastung z. B. durch *Peak Shaving* genutzt werden. Sie können ggf. aber auch in Konkurrenz zu anderen lokalen DSM- und Speicher-Optionen (z. B. Elektrofahrzeugen oder Batterien) stehen.

Bei einem großen Bestand an PtH-Anlagen im geregelten DSM-Einsatz kann zum einen die Netzbelastung reduziert werden. Zum anderen ist es auf regionaler Ebene ggf. möglich, dass die Abregelung von fluktuierend einspeisenden regenerativen Stromerzeugern verhindert oder reduziert werden kann. Mit welcher Ausprägung sich die zuvor genannten Fälle verteilen, hängt davon ab, inwieweit die Prozesse flexibilisiert werden bzw. überhaupt flexibilisierbar sind und wie gut der räumliche Austausch über die Stromnetze funktioniert. Im ungünstigsten Fall - einer weitgehend monovalenten und inflexiblen Fahrweise auf der Nachfrageseite und einer nicht ausreichenden erneuerbaren Stromerzeugung und Speicherung auf der Angebotsseite - kann die Elektrifizierung zu einem höheren fossilen Brennstoffbedarf in konventionellen Kraftwerken und somit zu erhöhten CO₂-Emissionen auf der Kraftwerksseite führen, welche die dezentral eingesparten Emissionen zum Teil kompensieren (wie aktuell bei E-Mobilität der Fall). Dies gilt auch in dem Fall, dass ein Netzengpass die Kopplung von EE-Stromerzeugung und flexibler Nachfrage durch die PtH-Anlagen verhindert bzw. schwächt. Dieses Szenario unterstreicht die Notwendigkeit, die Elektrifizierung, den EE-Ausbau sowie den Netzausbau in einer gemeinsamen Strategie zu denken.

5.2.3 ZUSAMMENFASSUNG UND NRW-CHANCEN MIT DIESEM PFAD

bearbeitet durch: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI) und Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

5.2.3.1 POWER-TO-HEAT FÜR DIE GEBÄUDEWÄRMEVERSORGUNG IN WÄRMENETZEN

Durch den Einsatz erneuerbarer Strommengen für Power-to-Heat im Wärmesektor kann eine deutliche Emissionsreduktion erreicht werden. Im Jahr 2015 haben die KWK-Anlagen in der Fernwärme NRWs 3,0 Mio. t CO₂ emittiert (37 % Steinkohle, 11 % Braunkohle, 51 % Erdgas, 1 % sonstige). Für Deutschland insgesamt belaufen sich die CO₂ Emissionen auf 25,2 Mio. t (47 % Steinkohle, 21 % Braunkohle, 0,4 % Heizöl, 31 % Erdgas, 0,3 % sonstige). Hinzu kommen in NRW 0,47 Mio. t CO₂ aus Heizkraftwerken (BRD 2,27 Mio. t CO₂) [Agfw16].

Die detaillierte Behandlung der nordrhein-westfälischen Power-to-Heat Potenziale für die Bereitstellung von Wärme für den Gebäudesektor durch Wärmenetze findet sich in Band I „Systemanalyse“, Kapitel 3.

5.2.3.2 POWER-TO-HEAT FÜR INDUSTRIELLE PROZESSWÄRME

Bei industrieller Prozesswärmebereitstellung ist eine Unterscheidung in die Querschnittstechnologie *Elektrische Dampferzeugung* und in PtH als *Ersatz für brennstoffbezogene Prozesse* sinnvoll.

Einen Sonderfall stellt die **elektrische Dampferzeugung** dar, die weitgehend branchenunabhängig technisch realisierbar ist und wo bereits einzelne Demonstratoren entwickelt wurden. Hier wäre zu überlegen, ob die Entwicklung standardisierter Hybridverfahren für verschiedene Leistungsgrößen und Dampfparameter gefördert werden sollte, um den Einsatz von preisgünstigen und flexiblen PtH-Verfahren als marktfähige Querschnittstechnologie zu etablieren.

Bei der Elektrifizierung **brennstoffbezogener Prozesse** ist eine stärkere Differenzierung sowohl auf der Seite der Technologien als auch auf der Seite der Branchen und Prozesse (z.B. in der chemischen Industrie) erforderlich. Auch wenn die grundsätzlich anwendbaren direkten (induktiv/ konduktiv/ dielektrisch) und indirekten Verfahren (indirekte Widerstands-/ Lichtbogen-/ Infrarot-Erwärmung) für sich - z.T. allerdings nur in Nischen - als erprobt angesehen werden können, so gibt es dennoch in vielen Fällen noch erheblichen Entwicklungsbedarf, um für bestimmte Branchen und deren Prozesse angepasste, effiziente und kostengünstige Elektrifizierungsverfahren zu konzipieren.

Die eigentliche Herausforderung besteht dabei in der Integration der elektrischen Erwärmungstechnologien in die unterschiedlichen Produktions- und Verarbeitungsprozesse. Forschungsbedarf besteht außerdem in der Frage, wie die Prozessanwendungen technisch und organisatorisch flexibilisiert werden können und inwieweit die Flexibilisierung zu Effizienzeinbußen

führt, s. z.B. [Ecof16]. Aufgrund ihrer großen Anwendungspotenziale eignen sich für die Elektrifizierung von Prozesswärme insbesondere folgende Branchen:

- Papier und Pappe
- Raffinerien
- Grundstoffchemie
- Glas, Keramik
- Zement, Kalk, Ziegel
- Eisen & Stahl
- NE-Metalle & Eisengießereien
- Nahrungsmittel- und Getränke-Industrie

Die (monovalente) Elektrifizierung in der Grundlast ist - bei dem gegenwärtigen und auch mittelfristig zu erwartendem Spread zwischen Gas- und Strompreisen - in vielen Fällen nicht wirtschaftlich darstellbar. Aus diesem Grund beschränken sich kurz- und mittelfristig mögliche Anwendungen auf die (hybride) Flexibilisierung und auf Verfahren, die zusätzliche Vorteile z.B. hinsichtlich Produktqualität oder Produktoutput (Prozessgeschwindigkeit) versprechen. Daher erscheint ein vielversprechender Ansatz, sowohl die PtH-Flexibilisierungspotenziale als auch die produkt- und prozessspezifischen Co-Benefits einer Elektrifizierung systematisch für einzelne Branchen zu untersuchen.

Neben einer Effizienzverbesserung und einer Reduktion der Emissionen kann eine gezielte Forschungsförderung in die Optimierung der oben genannten Prozesse indirekt (über Co-Benefits) die Anreize zur Elektrifizierung erhöhen.

Beispielsweise wird bei der Kalzinierung im Kalkofen bzw. die gekoppelte Kalzinierung und Sinterung im Zementofen (Drehrohrofen) bei der Zementherstellung im Falle der Elektrifizierung der apparative Aufwand als einfach(er) eingeschätzt, da u.a. keine Zuluft- und Brenngaskonditionierung erforderlich ist. Als Co-Benefit könnten außerdem hochreine CO₂-Ströme als Nebenprodukt der Elektrifizierung in relevanten Mengen - z.B. zur Gas-Synthese mit erneuerbarem Wasserstoff - nutzbar gemacht werden. Allerdings müssten hier thermodynamische und prozesstechnische Neuentwicklungen vollzogen werden, die zum gegenwärtigen Zeitpunkt angesichts der sehr niedrigen Referenzbrennstoffkosten und angesichts der notwendigen Zuführung sehr hoher Energiemengen bzw. Leistungen auf dem Markt nur dort einen Abnehmer finden würde, wo (erneuerbarer) Strom in großen Mengen preisgünstig zur Verfügung steht. Alternativ könnte eine hybride elektrische Luftvorwärmung im bestehenden Systemen (mit Anpassungen) z.B. durch Einblasen elektrisch erhitzter Luft oder durch den direkten Einsatz von Widerstandsheizelementen entwickelt werden.

Insgesamt gibt es in der Literatur bisher nur wenige nationale und internationale Arbeiten, die sich mit den Potenzialen einer vollständigen Elektrifizierung industrieller Prozesswärme systematisch und unter Betrachtung zukünftig möglicher Dynamiken auseinandersetzen. Hier besteht noch Forschungsbedarf, insbesondere was die Untersuchung der technischen, wirtschaftlichen und Umsetzungs- bzw. Marktpotenziale für einzelne Branchen und Prozesse betrifft. Weitere Untersuchungen sind zudem erforderlich im Bereich Flexibilisierung der Prozesse (DSM-Potenziale)

und deren Auswirkungen sowie im Themenfeld Anpassung des Strommarktdesigns (Flexibilisierung der Strompreisbestandteile). Thermische Speicher können eine wichtige Aufgabe bei der Flexibilisierung und Sektorenkopplung industrieller Prozesse übernehmen. Insbesondere auch für den bei Industrieprozessen relevanten Hochtemperaturbereich besteht hier noch F&E-Bedarf [Fvee17, S.25].

5.2.3.3 POWER-TO-HEAT ÜBERGREIFEND

Die Elektrifizierung ist eine wichtige Option, um (langfristig) hohe CO₂-Einsparungen auch im Wärmesektor erreichen zu können. Wie die Szenarien-Berechnungen für industrielle Anwendungen in Kap. 5.2.2.4 zeigen, ist die Elektrifizierung an sich jedoch weder ein Garant für die Reduktion der Treibhausgase (Tabelle 5-19) noch zur Einsparung von Primärenergie (Tabelle 5-21).

Dies unterstreicht einerseits, dass anstelle der direkten Elektrifizierung die etwa zwei bis viermal effizienteren Wärmepumpen überall dort zum Einsatz kommen sollten, wo es das Temperaturniveau und der Anwendungsfall erlauben. Im Industriesektor wird daher der Forschung und Entwicklung von industriellen **Hochtemperatur-Wärmepumpen** eine sehr große Bedeutung zugewiesen - insbesondere auch in Verbindung mit der Nutzung von **Abwärmequellen**. Auch im Gebäudewärmesektor ist dies in aller Regel gegeben. Gerade hier eignen sich Umweltwärmequellen (Niedertemperaturwärmequellen) für den Einsatz hocheffizienter Wärmepumpen. Auch industrielle Abwärmequellen auf niedrigen Temperaturniveaus können im Gebäudewärmesektor Anwendung finden. Diese Form der **Sektorenkopplung** zwischen Industrie und Haushalten über das Kopplungselement Wärmenetze inklusive Wärmepumpen kommt allerdings Stand heute nur in seltenen Ausnahmefällen zum Tragen.

Andererseits sei noch einmal die Notwendigkeit betont, dass die Elektrifizierung und der EE-Ausbau (inklusive weiterer Infrastrukturen wie Netze und Speicher) in einer gemeinsamen Strategie gedacht werden müssen. Um diesen Entwicklungsprozess zu begleiten, sind weitere und kontinuierlich durchgeführte **systemische Forschungs- und Monitoring-Arbeiten** erforderlich.

5.3. PFAD 3: REGENERATIVER WASSERSTOFF FÜR DEN STRAßENVERKEHR

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

Im Rahmen der Pfadanalyse wurde der Einsatz von regenerativem Wasserstoff im PKW-Straßenverkehr für verschiedene Marktdurchdringungen von Brennstoffzellen-Fahrzeugen (engl. Fuel Cell Electric Vehicles, FCEVs) untersucht. Im Fokus stand hierbei die Frage wie eine Wasserstoffinfrastruktur standortgenau inklusive aller Komponenten von der Wasserstoffproduktion bis zu den Tankstellen für eine vorgegebene FCEV Marktdurchdringung mit möglichst geringen Kosten ausgelegt werden kann und welches CO₂-Reduktionspotenzial damit für den Transportsektor einhergeht. Insgesamt wurden vier Szenarien betrachtet, die im Zieljahr 2050 eine Bandbreite von 1 bis 75 % FCEV-Marktanteil abbilden, was einer jährlichen Produktionsmenge von 0,02 bis 2,88 Mio. t Wasserstoff entspricht.

Die Ergebnisse der Pfadanalyse zeigen, dass die kostengünstigste Bereitstellung von Wasserstoff bei hohen Nachfragemengen (30 und 75 % FCEV-Anteil) über die Kombination von Kavernenspeichern und Pipelinetransport zu realisieren ist (spezifisch Wasserstoffkosten Well-to-Tank: ca. 6,7-7,5 €/kg_{H2}). In Szenarien mit geringeren Nachfragemengen sind hingegen Technologiepfade mit LH₂- und LOHC-Truck-Transport die kosteneffizientesten Optionen (spezifisch Wasserstoffkosten Well-to-Tank: ca. 8,2-11,4 €/kg_{H2}).

Die spezifischen CO₂-Emissionen je Kilogramm Wasserstoff (Well-to-Tank) liegen in den betrachteten Pfaden zwischen 0,4 und 3,4 kg_{CO2}/kg_{H2}. Im Vergleich zu den spezifischen CO₂-Emissionen von PKWs mit Verbrennungsmotoren und der Nutzung fossiler Kraftstoffe liegen die Emissionen auf sehr niedrigem Niveau. Das CO₂-Reduktionspotenzial ist daher annähernd linear zum FCEV-Marktanteil. Ein FCEV-Marktanteil von 75 % hat beispielsweise das Potenzial, die CO₂-Emissionen aus dem PKW-Verkehr im Jahr um 78,9 Mio. t_{CO2} zu senken, was einer Reduktion der CO₂-Emissionen von 73,9 % gegenüber den Werten von 2014 entspricht.

5.3.1 PFADBESCHREIBUNG

Die Nutzung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien zur Produktion von regenerativem Wasserstoff ermöglicht eine Sektorenkopplung zwischen dem Energie- und Transportsektor und bietet als solche eine Option zur Dekarbonisierung des Transportsektors.

Im Rahmen dieser Pfadanalyse wird der Einsatz von regenerativem Wasserstoff im PKW-Straßenverkehr für verschiedene Marktdurchdringungen von Brennstoffzellen-Fahrzeugen (engl. Fuel Cell Electric Vehicles, FCEVs) untersucht. Im Fokus steht hierbei die Frage wie eine Wasserstoffinfrastruktur für eine vorgegebene Marktdurchdringung mit möglichst geringen Kosten

ausgelegt werden kann und welches CO₂-Reduktionspotenzial damit für den Transportsektor einhergeht. Hierzu wird zunächst die Wasserstoffnachfrage, in Abhängigkeit von der FCEV Marktdurchdringung, regional aufgelöst bestimmt. Darauf aufbauend werden geeignete Wasserstofftankstellenstandorte identifiziert. Die Wasserstoffproduktionsstandorte werden aufbauend auf dem zugrundeliegenden Energieszenario festgelegt. Die Standortwahl orientiert sich hierbei an Regionen in denen zukünftig große Überschussstrommengen auftreten. Anschließend wird standortgenau die benötigte Infrastruktur (Umwandlungs-, Transmissions- und Speichertechnologien) ausgelegt, welche es ermöglicht den Wasserstoff von den Produktionsstandorten zu den Tankstellenstandorten zu transportieren. Dabei werden verschiedene Transport- und Speichertechnologien analysiert und diese in Abhängigkeit der Marktdurchdringung bewertet. Die Analyse findet als bundesländerübergreifendes Konzept auf Deutschlandebene statt und die Implikationen für Nordrhein-Westfalen werden explizit herausgestellt.

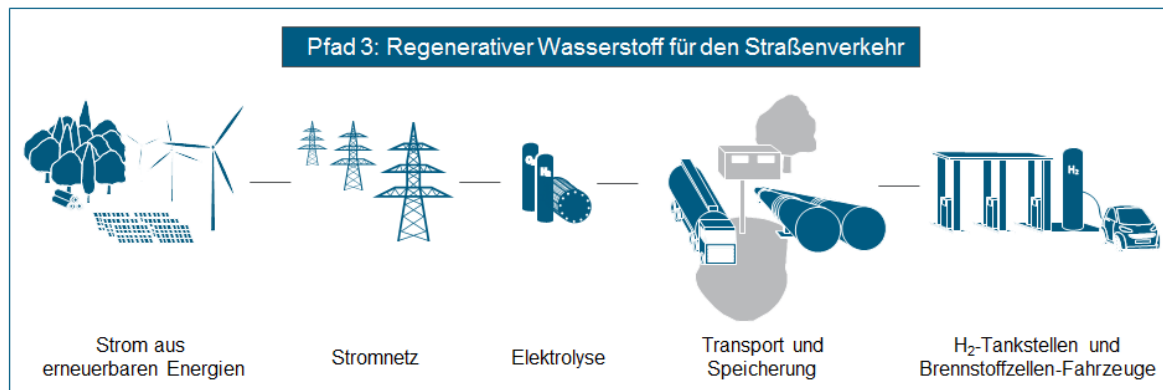


Abbildung 5-37 Schematische Darstellung des Pfades 3: Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr

Weitere potenzielle Wasserstoff-Verbraucher im Verkehrssektor wie Busse, LKW, Schiffe und Bahn (auf nicht elektrifizierten Strecken) werden im Rahmen der Pfadanalyse nicht betrachtet.

5.3.2 METHODIK UND MODELLBESCHREIBUNG

Um die Einsatzmöglichkeiten von regenerativem Wasserstoff im Straßenverkehr zu analysieren wird zunächst ein Szenariorahmen für Deutschland definiert (siehe Abschnitt 5.3.2.1). Die Wasserstoffnachfrage im Straßenverkehr wird über unterschiedliche FCEV Marktdurchdringungen definiert und als regional aufgelöste Wasserstoffnachfrage berechnet und dargestellt. Aufbauend auf diesen Daten werden geeignete Standorte der benötigten Infrastrukturkomponenten im Rahmen der Pfadanalyse ausgewählt:

- Anhand der Analyse zur Verfügbarkeit von Überschussstrommengen können Regionen identifiziert werden die sich aus ökonomischer Perspektive als Elektrolyseurstandorte zur Wasserstoffproduktion eignen.

- Mittels der regional aufgelösten Wasserstoffnachfrage wird bestimmt wie viele Wasserstofftankstellen in einer Region aufgebaut werden.
- Um einen Transport zwischen Elektrolyseuren und Wasserstofftankstellen zu ermöglichen wird ein Wasserstofftransport mittels Pipelines oder Trailern vorgesehen. Für die verschiedenen Transportoptionen werden geeignete Routen vorgegeben.

Für eine ökonomische Analyse der Pfade werden die technischen und ökonomischen Daten der Infrastrukturkomponenten dem Szenariorahmen hinzugefügt.

Die Auslegung, in welcher die Produktionsstandorte mittels Transporttechnologien mit den Wasserstofftankstellenorten verbunden werden, erfolgt mittels einer mehrstufigen Simulation in Python. In diesem Rahmen werden auch die einzelnen Technologiekomponenten dimensioniert. Dabei werden unterschiedliche Technologiepfade für die großtechnische, zentrale Wasserstoffspeicherung und den Wasserstofftransport untersucht, welche in Abbildung 5-38 illustriert sind.

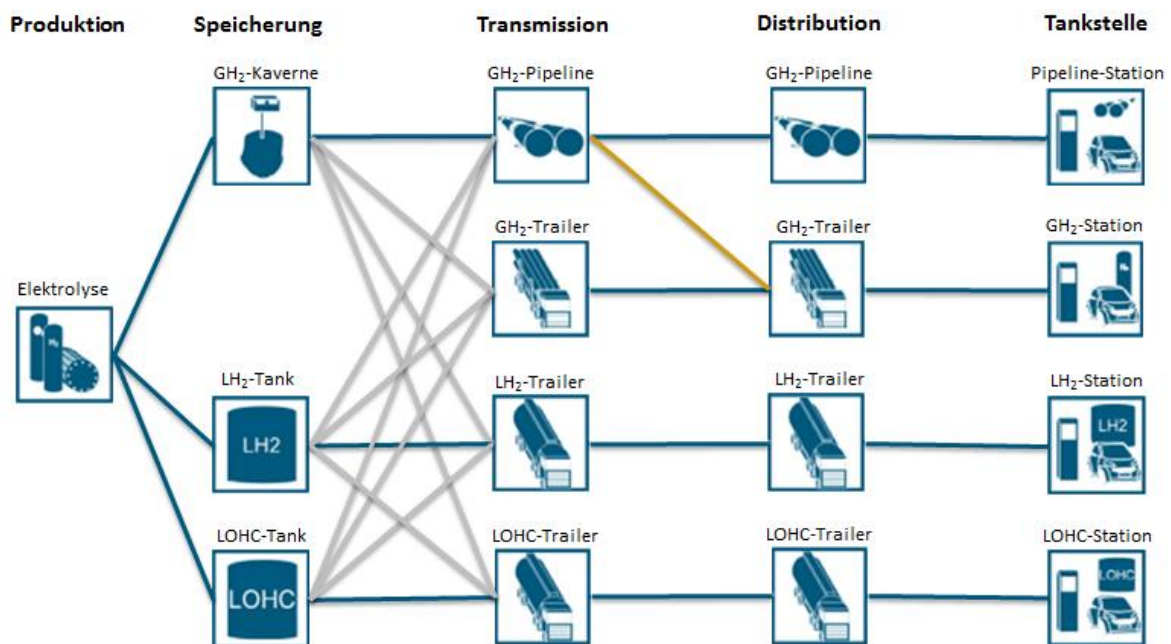


Abbildung 5-38 Analyisierte Technologiepfade zur Versorgung des Straßenverkehrs mit regenerativem Wasserstoff (Wasserstoffversorgungspfade ohne Konversion zwischen Speicherung und Transport (blau) und mit Konversion zwischen Speicherung und Transport (grau) sowie mit Konversion zwischen Transmission und Distribution (orange)

5.3.2.1 SZENARIORAHMEN

5.3.2.1.1 ENERGIESZENARIO ZUR BESTIMMUNG VON RESIDUALLASTEN

Für die Abbildung einer Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien wird ein Energieszenario für Deutschland verwendet aus welchem die jährlichen regionalen negativen Residualenergien (Überschussstrommengen aus erneuerbaren Energien) hervorgehen. Die in dieser Arbeit durchgeführte Pfadanalyse basiert auf dem weiterentwickelten „Energiekonzept 2050“ des Forschungszentrums Jülich (IEK-3) [Robi15], welches ähnlich dem Zielszenario der Bundesregierung von bestimmten Zielen zum Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) ausgeht. Die angenommene installierte Leistung der EE-Anlagen (siehe Abbildung 5-39), deren durchschnittliche Volllaststunden sowie die daraus resultierenden Strommengen des verwendeten Energieszenarios werden im Rahmen der Modellierung berücksichtigt.

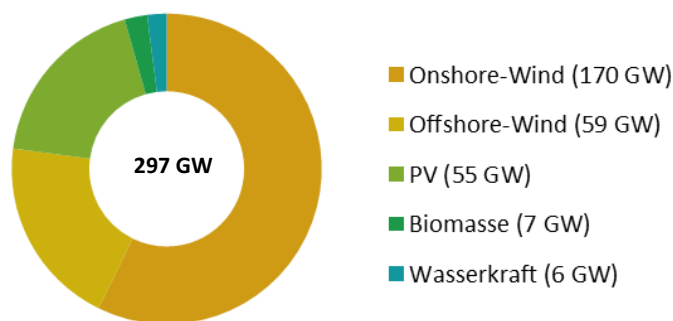


Abbildung 5-39 Installierte Leistung an erneuerbaren Energien (Insgesamt: 297 GW) in dem zugrundeliegenden Energieszenario [Robi15]

Die Struktur der Strombereitstellung ist zusammenfassend in Abbildung 5-39 dargestellt. Der Hauptanteil des im betrachteten Energieszenario erzeugten Stroms aus EE stammt aus Onshore-Windkraftanlagen (51 %). Weitere 33 % stammen aus Offshore-Windkraftanlagen und die restlichen Anteile werden aus PV (7 %), Biomasse (6 %) und Wasserkraft (3 %) erzeugt. Zu den installierten 297 GW EE-Anlagen sind in dem Szenario steuerbare Kraftwerke zur Deckung der positiven Residuallast installiert. Die Berechnungen der Stromerzeugungsmengen im Szenario-Jahr 2050 basieren auf dem Wetterjahr 2013, einem eher windärmeren Jahr, welches somit als eher konservativere Grundlage für die Berechnung des Überschussstroms gesehen werden kann.

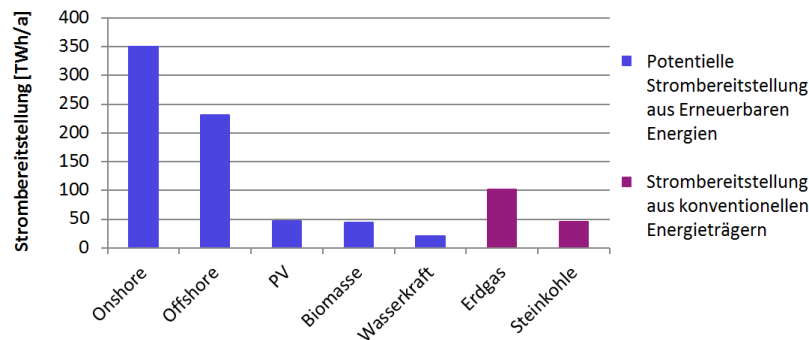


Abbildung 5-40 Strombereitstellung für Deutschland, sortiert nach Erzeuger, in dem zugrundeliegenden Energieszenario, angepasst nach [Robi15]

Die Last für das Szenario-Jahr 2050 wurde auf ¼-Stunden Basis auf Gemeindeebene anhand eines Top-Down Modells ermittelt (siehe [Robi15]). Mithilfe dieser Rahmenbedingungen zu Stromerzeugung und -verbrauch werden die Residuallasten ermittelt.

Die Simulation zum Szenario-Jahr 2050 berechnet für Deutschland eine potenzielle Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 693 TWh und eine Last von 528 TWh. Die Strombereitstellung aus konventionellen Energieträgern beträgt 147 TWh. Der Einsatz konventionelle Energieträger ist zur Deckung der Residuallast erforderlich, da die zeitliche Übereinstimmung zwischen EE-Erzeugung und Last im Laufe eines Jahres nicht immer gegeben ist. Die nutzbare Stromerzeugung aus EE entspricht 381 TWh (528 TWh minus 147 TWh). Der Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung der Last (528 TWh) beträgt somit ca. 72 %. Der Emissionsfaktor des Strommixes bezogen auf die Last beträgt für das Szenario-Jahr 0,148 kg_{CO₂}/kWh. Die Berechnung des Emissionsfaktors basiert auf den spezifischen Emissionsfaktoren von 369 g_{CO₂}/kWh für Erdgas und 899 g_{CO₂}/kWh für Steinkohle [IcKu16].

Durch die Gegenüberstellung von potenzieller Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Last ergibt sich bilanziell eine negative Residualenergiemenge (Überschussstrom) von 165 TWh. Da diese bilanzielle Betrachtung aber eine unzulässige Vereinfachung im Falle unbegrenzter Netzübertragungs- und Speicherkapazitäten darstellen würde, wird die Residuallast stattdessen zeitlich und örtlich aufgelöst betrachtet. Hierzu berechnet das Modell die stündliche Residuallast auf Gemeindeebene, summiert diese dann auf Landkreisebene (Landkreise und kreisfreie Städte) auf und bezieht zusätzlich die Übertragungskapazitäten des 220 und 380 kV Netzes zum Stromtransport in die Simulation mit ein. Innerhalb von Gemeinden sowie innerhalb von Landkreisen wird von einer „Kupferplatte“ ausgegangen, was der Annahme eines vorhandenen, stark vermaschten Verteilnetzes entspricht. Das 220 und 380 kV Netz wurde auf Grundlage des Netzentwicklungsplans des Jahres 2014 modelliert.

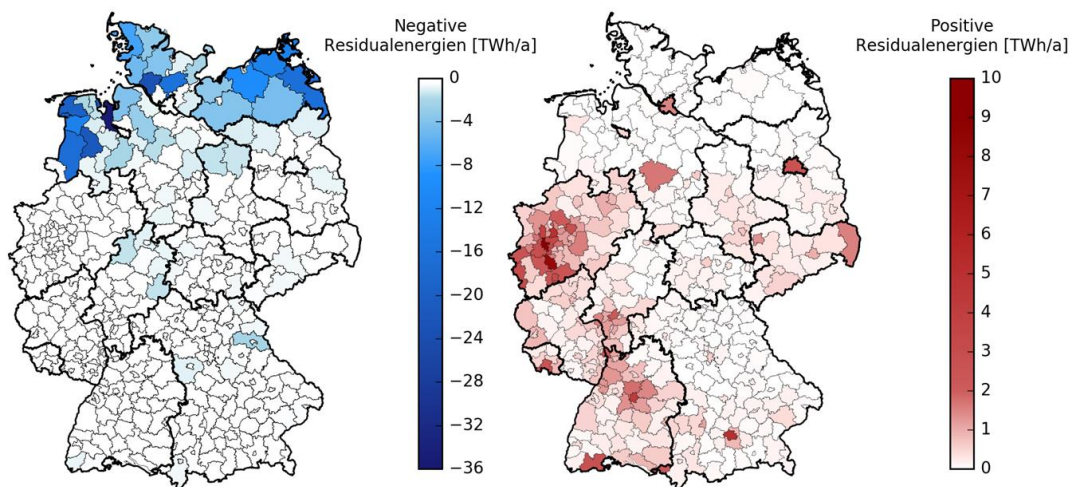


Abbildung 5-41 Positive und negative jährlich Residualenergien für Deutschland in dem der Pfadanalyse zugrundeliegenden Energieszenario [Robi15]

Werden nun die gesamtjährlichen Residualenergiemengen der Landkreise/Städte in ganz Deutschland bilanziert, ergibt dies eine jährliche negative Residualenergie von 293 TWh¹⁸ und eine positive Residualenergie von 147 TWh die durch konventionelle Energieträger bereitgestellt werden muss.

Abbildung 5-41 zeigt die örtliche Verteilung der negativen (blau) sowie positiven (rot) Residualenergie in Deutschland auf Ebene der Landkreise/Städte für das Szenario-Jahr 2050 ohne die Berücksichtigung von Im- und Exporten. Es zeigt sich eine klare örtliche Aufteilung der negativen und positiven Residuallasten auf dieser Ebene. Die Landkreise/Städte mit den höchsten negativen Residualenergiemengen liegen in (Summenwerte auf Bundeslandebene):

- Niedersachsen (175 TWh/a),
- Schleswig-Holstein (64 TWh/a) und
- Mecklenburg-Vorpommern (50 TWh/a).

Basierend auf diesen Szenario-Daten bietet es sich im Rahmen der Pfadanalyse an, die negativen Residualenergien in Norddeutschland für die regenerative Wasserstoffproduktion für den Straßenverkehr zu nutzen.

5.3.2.1.2 WASSERSTOFFNACHFRAGE

Für die Bestimmung der Wasserstoffnachfrage aus dem Straßenverkehrssektor ist die Abbildung der Entwicklung des FCEV-Bestandes eine grundlegende Voraussetzung. Während zum heutigen Zeitpunkt

¹⁸ Im Energiekonzept von [Robi15] werden von diesen 293 TWh an Stromüberschüssen 154 TWh verwendet um 75% des deutschen PKW-Straßenverkehrs (Brennstoffzellenfahrzeuge) mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff zu versorgen.

der FCEV-Bestand in Deutschland noch wenige Hundert Fahrzeuge beträgt, wird im Rahmen der Pfadanalyse in Anlehnung an die Ziele der H₂Mobility-Initiative [Byst14] davon ausgegangen, dass der zukünftige FCEV-Marktanteil im Zuge technologischer Weiterentwicklung und fortschreitendem Wasserstoff-Infrastrukturausbau deutlich ausgebaut wird.

Als Datengrundlage für die in dieser Arbeit untersuchten Wasserstoff-Nachfrageszenarien werden vier Szenarien zur Entwicklung des FCEV-Bestandes betrachtet (siehe Abbildung 5-42). Die Bestandsszenarien gehen jeweils von einem zu erreichenden Zielwert (1%, 10 %, 30 %, 75%) von FCEV am Gesamt-PKW-Bestand (Annahme: konstanter Gesamt-PKW-Bestand basierend auf dem Basisjahr 2014: 43,8 Mio. PKW [Radk14]) im Szenario-Jahr 2050 aus.

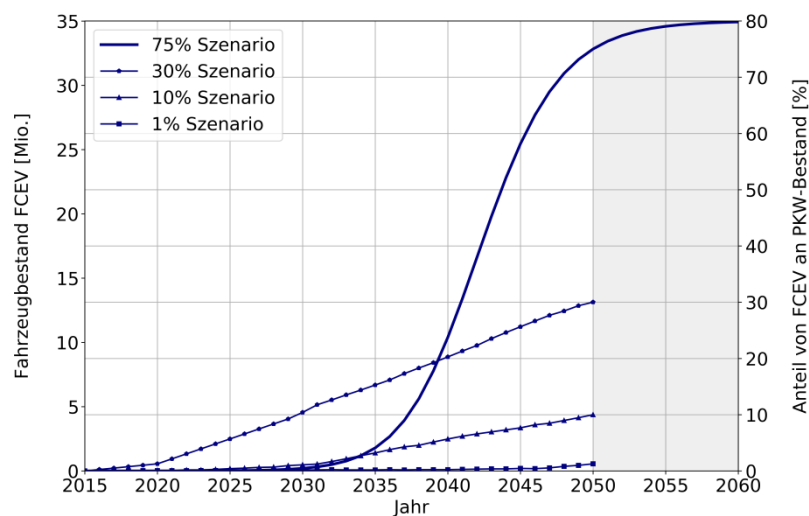


Abbildung 5-42 Entwicklung des FCEV-Bestands im Szenariovergleich; primäre Ordinate (links) mit FCEV-Bestand in Millionen Fahrzeugen, sekundäre Ordinate (rechts) mit prozentualem FCEV-Anteil am gesamten PKW-Bestand; erweitert, nach [JFWB09]

Die Szenarien für einen FCEV-Bestand von 1%, 10 % und 30 % orientieren sich an den IEA Szenarien in [JFWB09]. Zur Abbildung der Entwicklungsziele der H₂Mobility-Initiative [Byst14] zum FCEV-Bestand wurde ein weiteres Szenario aufgestellt, welches einen Bestand von 75% FCEV im Jahr 2050 aufweist. Die FCEV-Bestandsentwicklung wurde in diesem Szenario als S-Kurve beschrieben und bis zum Jahr 2060 mit einem Zielbestand von 80 % fortgeschrieben (siehe Abbildung 5-42).

Als Startwert für 2015 wurde für alle Szenarien ein einheitlicher FCEV-Bestand von 200 Fahrzeugen festgesetzt.

Die Entwicklungsszenarien des FCEV-Bestandes gehen im Folgenden als nationale Zielwertkurven in die Berechnung der regionalen Wasserstoffnachfrage ein. Daraus lässt sich in einem weiteren Schritt die notwendige Neuzulassungszahl an FCEV pro Jahr ableiten, die zur Erreichung der Zielwerte notwendig sind. Sie ergibt sich aus der Differenz des Zielwertbestandes und des aktuellen Bestandes unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen Fahrzeuglebensdauer von 12 Jahren. Zur Bestimmung der Wasserstoffnachfrage wird weiterhin eine Entwicklung des spezifischen Wasserstoffverbrauchs in

Abhängigkeit vom Zulassungsjahr berücksichtigt. Bezüglich der FCEV-Fahrzeugnutzung und der sich daraus ergebenden Jahresfahrleistung wird angenommen, dass diese derjenigen von konventionellen PKW entspricht und über den Betrachtungszeitraum konstant bleibt. Als einheitliche Jahresfahrleistung wird ein Wert von 14.000 km/a für das Bezugsjahr 2014 angenommen [Radk14].

Weiterführende Daten zur Entwicklung der Neuzulassungen und des Fahrzeugbestandes sowie die zugehörige Entwicklung der Wasserstoffnachfrage für die betrachteten Szenarien sind im Anhang aufgeführt.

Die regionale Verteilung der Wasserstoffnachfrage aus dem Straßenverkehr soll auf Ebene der Landkreise/Städte dargestellt werden. Bevor allerdings eine Aussage über die regionale Verteilung getroffen werden kann, ist zunächst die Durchführung einer Nachbaranalyse für jeden Landkreis/Stadt notwendig. Diese wird auf Grundlage der frei zugänglichen OpenData Geodaten der Bundesanstalt für Kartographie und Geodäsie (BKG) zu den deutschen Verwaltungsgebieten durchgeführt [Bund17a]. Der GIS-Datensatz beschreibt die Verwaltungseinheiten in ihrer Hierarchie von den Staats- bis zu den Gemeindegrenzen. Jede Verwaltungseinheit ist zudem durch den Amtlichen Gemeindeschlüssel (AGS) eindeutig identifizierbar. Die Nachbaranalyse wird mithilfe des Python GIS-Pakets Geopandas durchgeführt. Da der GIS-Datensatz Informationen über die Landkreis-/Stadtgeometrie als Polygon enthält, können benachbarte Landkreise/Städte durch Überschneidungen ihrer Geometrien als „Nachbarn“ festgestellt werden.

Um jedem Landkreis/Stadt einen Anteil der jährlichen FCEV-Neuzulassungen zuzuordnen, müssen die Landkreise/Städte untereinander gewichtet werden. Dazu wurde ein Gewichtungsfaktor definiert, der aus den fünf gleichgewichteten Kennwerten

- Einwohnerzahl
- Bevölkerungsdichte
- Verfügbares Primäreinkommen je Einwohner
- PKW-Anzahl je Einwohner
- PKW-Anzahl gesamt

bezogen auf den jeweiligen Gesamtwert aller Landkreise/Städte, besteht (vgl. Gleichung (5-1)). Dieser Gewichtungsfaktor wird für jeden Landkreis/Stadt spezifisch berechnet und jedem Landkreis/Stadt als Attribut zugeordnet.

$$GF_i = \left(\frac{PKW_i}{\sum_i^n PKW_i} + \frac{Einwohner_i}{\sum_i^n Einwohner_i} + \frac{Bevölkerungsdichte_i}{\sum_i^n Bevölkerungsdichte_i} + \frac{PKW_{Dichte_i}}{\sum_i^n PKW_{Dichte_i}} + \frac{Verfügbares\ Primäreinkommen\ je\ Einwohner_i}{\sum_i^n Verfügbares\ Primäreinkommen\ je\ Einwohner_i} \right) \times 1000 \quad (5-1)$$

Die Daten zu Einwohnerzahl, Fläche, verfügbarem Primäreinkommen je Einwohner und PKW-Bestand je Landkreis/Stadt sind über die Regionaldatenbank der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder frei zugänglich [Regi17a, Regi17b]. Einwohnerzahlen und Flächen der Landkreise/Städte

konnten bereits dem GIS-Datensatz des BKG entnommen bzw. im Fall der Landkreisfläche über die Geometrie berechnet werden. Um eine einheitliche Datengrundlage zu erhalten, beziehen sich alle Kennzahlen auf das Jahr 2014 als gemeinsames Referenzjahr.

Tabelle 5-23 stellt die zehn Landkreise/Städte mit den höchsten Gewichtungsfaktoren in NRW dar. Es zeigt sich eine starke Konzentration innerhalb der Metropolregion Rhein-Ruhr, der alle aufgeführten Landkreise/Städte angehören.

Tabelle 5-23 Übersicht: Kennzahlen der 10 Landkreise/Städte in NRW mit dem höchsten Gewichtungsfaktor

Landkreis/ kreisfreie Stadt	Gewichtungsfaktor	Gebietsfläche [km ²]	Einwohnerzahl	PKW-Bestand	Verfügbares Primäreinkommen pro Kopf [€]
Köln	7,97	406,62	1.060.582	449.735	20.799
Düsseldorf	6,47	217,53	612.178	291.275	24.128
Essen	6,16	210,42	582.624	271.378	20.046
Dortmund	5,44	279,53	586.181	263.642	18.206
Bochum	5,00	144,67	364.742	182.137	19.422
Duisburg	4,97	233,06	491.231	217.121	16.761
Bonn	4,71	141,53	318.809	172.035	23.005
Recklinghausen	4,69	761,05	617.807	326.322	19.382
Mettmann	4,64	407,68	483.279	275.667	24.519
Rhein-Sieg-Kreis	4,50	1151,74	596.213	334.004	22.669

Die Roadmap der H₂Mobility sieht vor, dass die ersten etwa 100 Wasserstofftankstellen in Deutschland in den sechs Ballungszentren Hamburg, Berlin, Rhein-Ruhr, Frankfurt a.M., Stuttgart und München sowie als Korridore entlang von Autobahnverbindungen zwischen den Ballungszentren installiert werden [Hmob17]. Die vorgenannten Ballungszentren wurden mit Ausnahme der Rhein-Ruhr-Region als Pilotregionen in die Methodik übernommen. Da die Rhein-Ruhr-Region einen Ballungsraum und keinen einzelnen Landkreis darstellt, wurde stattdessen Düsseldorf als kreisfreie Stadt in die Pilotregionen aufgenommen. Darüber hinaus wurde im Fall München die kreisfreie Stadt München und nicht der gleichnamige Landkreis als Pilotregion gewählt.

Ausgehend von der nationalen Zielwertkurve der Neuzulassungen in den betrachteten Szenarien, werden nun iterativ solange Landkreise/Städte angeschlossen, bis der nationale Zielwert für das entsprechende Jahr erreicht wurde. Der Gewichtungsfaktor der Landkreise/Städte bestimmt hierbei die Anschlussreihenfolge. Die Landkreise/Städte mit den höchsten Gewichtungsfaktoren werden dabei stets zuerst angeschlossen. Angeschlossen bedeutet in diesem Zusammenhang, dass dem jeweiligen Landkreis/Stadt eine Neuzulassungszahl an FCEVs zugewiesen wird, die dem Produkt aus dem PKW-

Bestand im Landkreis/Stadt und dem jährlichen FCEV-Neuzulassungsanteil entspricht. Der Programmablaufplan zur regionalen Verteilung der FCEV-Neuzulassungen ist im Anhang dargestellt.

Da die genannten Pilotregionen die höchsten Gewichtungsfaktoren besitzen, weisen diese die höchsten Neuzulassungszahlen aller Landkreise/Städte auf. Den Startpunkt der Iterationsschleife jedes Jahres stellen die Pilotregionen dar. Ausgehend von den Pilotregionen werden bei Bedarf (d.h. sofern der Zielwert noch nicht erreicht ist) im nächsten Schritt direkt benachbarte Landkreise/Städte sternförmig angeschlossen. Die benachbarten Landkreise/Städte sind für jeden Landkreis/Stadt, und somit auch für jede Pilotregion aus der Nachbaranalyse bekannt. Die Nachbarkreise aller bereits in einem Jahr angeschlossenen Landkreise/Städte werden in einer Liste zusammengefasst und bilden eine Kandidatenliste, aus der der jeweilige Landkreis/Stadt mit dem höchsten Gewichtungsfaktor bestimmt wird. Dieser Landkreis/Stadt wird im nächsten Iterationsschritt angeschlossen.

Nachdem ein Landkreis/Stadt angeschlossen wurde, wird die Kandidatenliste um dessen benachbarte Landkreise/Städte erweitert und der Auswahlprozess fortgesetzt. Die Iterationsschleife endet, sobald entweder der Zielwert für das entsprechende Jahr erreicht wurde – d.h. der Restwert gleich null ist – oder alle Landkreise/Städte angeschlossen sind.

Die regionale und zeitliche Entwicklung der Wasserstoffnachfrage aus dem PKW-Straßenverkehr in Deutschland ist exemplarisch anhand des 75 %-Szenarios in Abbildung 5-43 dargestellt.

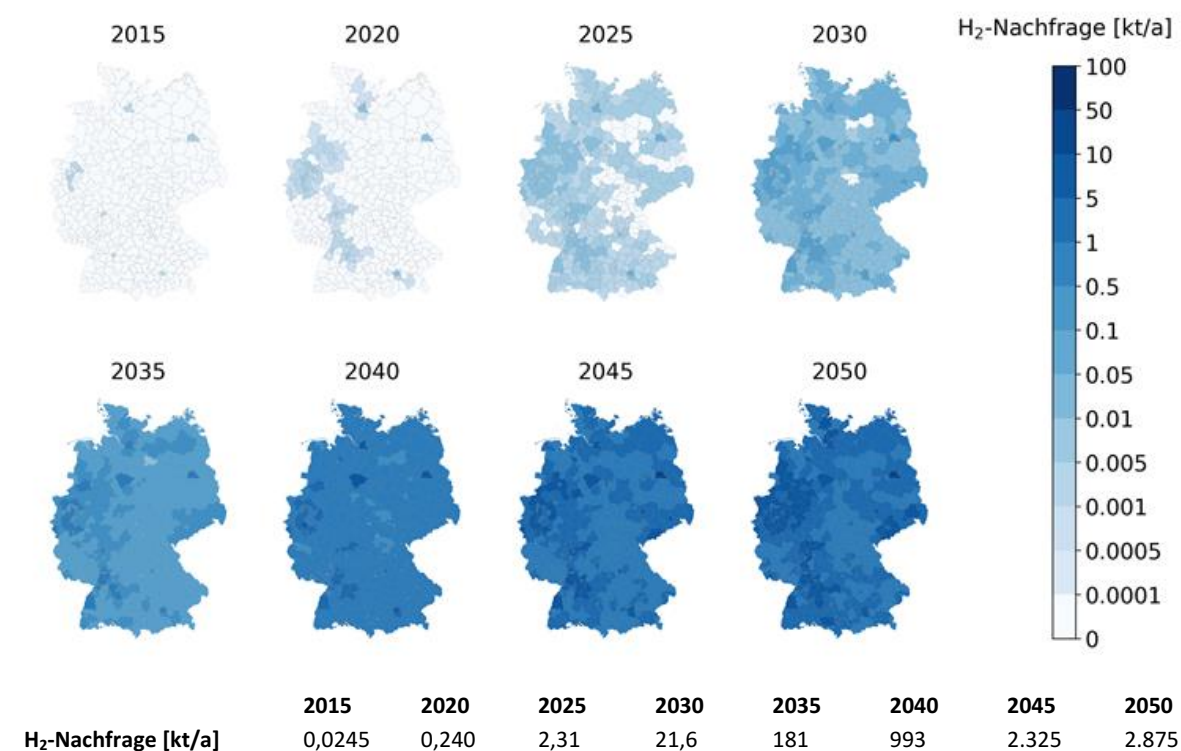


Abbildung 5-43 Räumliche Entwicklung der Wasserstoffnachfrage 2015 bis 2050, bezogen auf das 75% Szenario

Aus Abbildung 5-43 wird deutlich, dass die Wasserstoffnachfrage im Startjahr 2015 zunächst sternförmig von den Pilotregionen her zunimmt und sich ab 2020 entlang von Wachstumskorridoren ausbreitet. Starke Wachstumskorridore sind die Metropolregionen Rhein-Ruhr, Rhein-Main bis Stuttgart sowie Hamburg. Während sich die Wasserstoffnachfrage in den alten Bundesländern schnell entwickelt, zeigt sich in den neuen Bundesländern abgesehen von Berlin bis 2020 kein Wachstum. Erst ab 2025 steigt die Nachfrage in den neuen Bundesländern ausgehend von Berlin und einem Korridor von Leipzig bis Magdeburg signifikant an. Als letzter Landkreis wird das niedersächsische Lüchow-Dannenberg im Jahr 2035 angeschlossen.

Abbildung 5-44 zeigt die regionale Wasserstoffnachfrage in NRW für die betrachteten Szenarien. Dargestellt wird jeweils das Jahr der maximalen Nachfragemenge, welches in allen Szenarien 2050 ist. Im 75 % Szenario wird die Nachfrage neben der Rhein-Ruhr-Region durch die Niederrhein-Region und Ostwestfalen geprägt. Als Regionen mit schwächerer Nachfrage ist die Region zwischen Aachen und Köln sowie Teile des Münsterlands zu nennen. Bei 30 prozentiger FCEV-Marktdurchdringung zeigt sich im Vergleich eine differenzierte räumliche Verteilung. Hohe Wasserstoffnachfragen über 5 kt/a lassen sich nur in wachstumsstarken Regionen erreichen. Geringe Marktdurchdringungen von 1 bzw. 10 % führen bei der gewählten Skalierung zu einer homogenen Verteilung der Wasserstoffnachfrage. Als Landkreise/Städte schwächerer Nachfrage lassen sich im Ruhrgebiet Bottrop, Mülheim an der Ruhr und Oberhausen sowie Höxter und Olpe an den Grenzen zu Rheinland-Pfalz bzw. Hessen identifizieren.

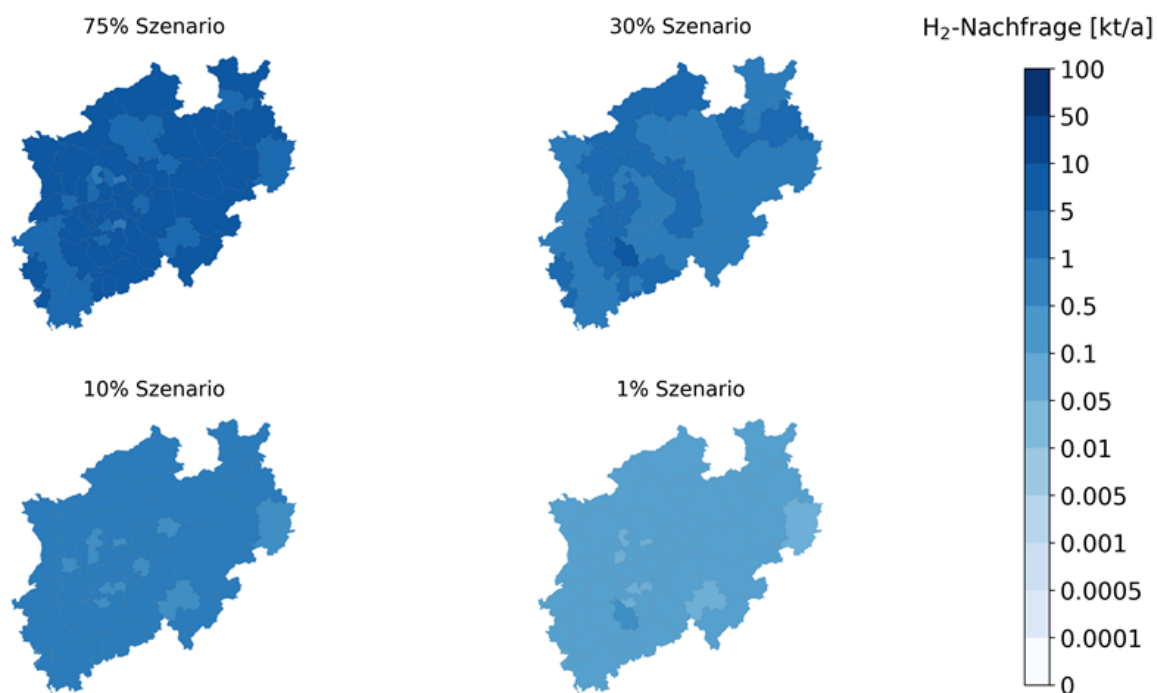


Abbildung 5-44 Regionale Verteilung der Wasserstoffnachfrage für die betrachteten Szenarien im Jahr der Peak-Nachfragemenge (jeweils 2050)

5.3.2.1.3 STANDORTWAHL DER TECHNOLOGIEN

Standortwahl Elektrolyseure

In diesem Abschnitt soll ein Überblick über die in dieser Arbeit angewandte Methodik zur Standortbestimmung der Elektrolyseure gegeben werden. Für eine detaillierte Beschreibung des Modells sei auf [Robi15, WRKG17] verwiesen.

Die Grundlage für die Bestimmung der Elektrolyseurstandorte als auch deren Auslegung bildet das in Abschnitt 5.3.2.1.1 vorgestellte Energieszenario. Aus diesem stehen die negativen Residualenergien (= nutzbare Überschussstrommengen) in stündlicher Auflösung für jeden Landkreis/Stadt in Deutschland zur Verfügung. Auf Basis der verfügbaren Residualenergien installiert das Modell im ersten Schritt Elektrolyseure in jedem Landkreis/Stadt nach einem vorbestimmten Intervall und weist jedem Landkreis/Stadt die durchschnittliche Volllaststundenzahl der installierten Elektrolyseure zu. In einem zweiten Schritt ermöglicht das Modell die Definition der minimalen sowie durchschnittlichen Volllaststunden, wodurch die Elektrolyseurkapazität jedes Landkreises bzw. jeder Stadt bestimmt wird. Berücksichtigt man zusätzlich einen Grenzwert für eine mindestens zu installierende Elektrolyseurleistung, können Landkreise/Städte mit nicht-ausreichender Kapazität als Standorte ausgeschlossen werden.

Die Anzahl der minimalen Volllaststunden hat einen starken Einfluss auf die insgesamt nutzbare Energiemenge. Es lässt sich generell folgender Zusammenhang feststellen: hohe geforderte Volllaststunden führen zu einer geringen installierten Elektrolyseurleistung, wohingegen durch eine geringere Volllaststundenzahl die installierbare Leistung zunimmt und damit insgesamt ein höherer Anteil der Überschussstrommenge genutzt werden kann.

In Abhängigkeit von der Wasserstoffnachfrage kann nun eine Aussage über die benötigte Leistung sowie über die Standorte der Elektrolyseure getroffen werden. Die Informationen über installierte Leistung, maximale Produktionskapazität und Standort werden als Output an das Infrastrukturmodell übergeben.

Ein Beispiel zur Festlegung der Elektrolyseurstandorte und der sich daraus ergebenden Wasserstoffproduktionskapazität ist in Abbildung 5-45 dargestellt.

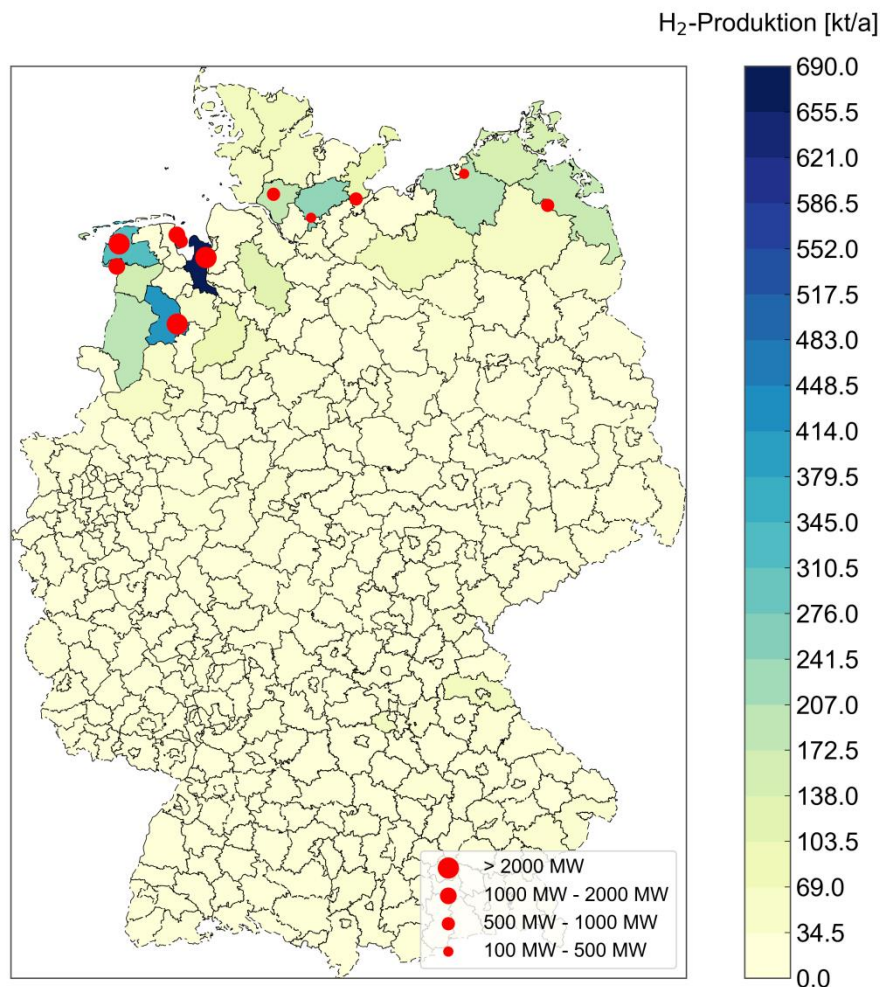


Abbildung 5-45 Ausgewählte Elektrolyseurstandorte und Wasserstoffproduktionspotenzial bei Vorgabe einer minimalen Vollaststundenzahl von 4.500 h/a und einer Mindest-Elektrolyseurleistung von 100 MW_{el} basierend auf dem betrachteten Energieszenario

Standortwahl Tankstellen in Deutschland

Ausgehend von dem beschriebenen Wasserstoff-Nachfragemodell (siehe Abschnitt 5.3.2.1.2) ist eine Aussage über den Wasserstoffbedarf jedes Landkreises bzw. jeder Stadt für jedes Jahr des Betrachtungszeitraums möglich. Daraus lässt sich unter Berücksichtigung der Tankstellenkapazität die notwendige Anzahl an Tankstellen je Landkreis/Stadt ableiten.

Aufgabe des Tankstellenmodells ist es eine Auswahl der benötigten Wasserstoff-Tankstellenstandorte durchzuführen, sodass die Wasserstoff-Nachfrage in jedem Landkreis/Stadt gedeckt werden kann. Der Output des Tankstellenmodells wird wiederum als Input an das Infrastrukturmodell übergeben, vgl. Abbildung 5-47.

Als Datengrundlage für die Tankstellenstandorte wurden die Geodaten des OpenStreetMap (OSM) Projekts genutzt. Zum Download der OSM-Rohdaten wurde der Onlinedienstleister Geofabrik genutzt,

welcher die Geodaten aus OSM nach bestimmten Kriterien filtert und als Shapefile dem Nutzer zur Verfügung stellt [BOBT14]. Für Deutschland liegen Shapefiles aller 16 Bundesländer vor. Nach dem Download wurden aus den Shapefiles mithilfe eines Python-Skripts alle Tankstellen herausgefiltert und zu einem Shapefile für Deutschland zusammengefügt. Die gleiche Methodik wurde auch zum Extrahieren anderer Datensätze wie z.B. Straßen angewendet (siehe Abschnitt Infrastrukturmodell). Die Anzahl der aus OSM erfassten Tankstellen beträgt 11.936. Im Vergleich mit der von [Gütö17] erhobenen Tankstellenanzahl zum 1.1.2017 in Höhe von 14.510 Tankstellen in Deutschland ergibt sich eine Erfassungsquote von 82,26 %.

Die so erhaltenen Tankstellenstandorte wurden im nächsten Schritt der jeweiligen Gemeinde und dem übergeordneten Landkreis, in denen sie lokalisiert sind, zugeordnet.

Nach den Ausbauzielen von H₂Mobility werden Wasserstofftankstellen zunächst in den Pilotregionen sowie an Autobahnkorridoren zwischen den Pilotregionen errichtet. Dieses Vorgehen soll auch bei der Tankstellenauswahl adaptiert werden, indem Autobahntankstellen bevorzugt angeschlossen werden. Da die OSM-Shapefiles jedoch Autobahntankstellen nicht explizit ausweisen, ist eine räumliche Analyse notwendig, um die Autobahntankstellen als solche zu identifizieren. Das Kriterium ist der Abstand der Tankstelle zur Autobahn. Dazu wird um jede Autobahn, die als Linestring in den Shapefiles vorliegt, eine Pufferfläche mit einem spezifischen Radius erzeugt. Tankstellen, die innerhalb des Pufferbereichs liegen, werden als Autobahntankstellen identifiziert. Aus vom Bundesverband Freier Tankstellen e.V. erhobenen Daten geht hervor, dass im Jahr 2017 bundesweit 358 Autobahntankstellen in Deutschland existieren [Gütö17]. Ein Radius der Pufferfläche in Höhe von 94 m ergab eine Identifizierung aller ausgewiesenen 358 Autobahntankstellen.

Bei den vorliegenden Tankstellen handelt es sich naturgemäß um sog. konventionelle Tankstellen, die entsprechend des heutigen PKW-Bestands hauptsächlich fossile Kraftstoffe wie Benzin und Diesel absetzen. Eine wichtige Annahme für das weitere Vorgehen ist, dass sich die Standorte zukünftiger Wasserstofftankstellen nicht von denen heutiger Tankstellen unterscheiden werden. Dies stellt bei einem gleichbleibenden PKW-Bestand bis 2050 eine begründete Annahme dar, da sich das Nutzungs- und Tankverhalten von FCEV-Besitzern nicht grundsätzlich von dem Verhalten heutiger PKW-Besitzer unterscheiden wird. Zudem würde das Hinzufügen neuer Tankstellenstandorte mangels geeigneter Kriterien zur Auswahl potenzieller Standorte zusätzliche Ungenauigkeiten in das Modell einfließen lassen.

Zusammen mit der berechneten Wasserstoffnachfrage kann nun für jede Gemeinde die Anzahl existierender Tankstellen (Ist-Wert) der Anzahl benötigter Tankstellen (Soll-Wert) gegenübergestellt werden. Bevor es jedoch zu einer Auswahl der Tankstellen kommen kann, ist eine genauere Betrachtung der Nachfrageverteilung nötig.

Insgesamt wird Deutschland nach heutigem Stand (2017) in 11.166 Gemeinden gegliedert [Bbsr15]. Demgegenüber stehen 11.936 erfasste Tankstellen [Geof17], was rein rechnerisch zu ca. 1 Tankstelle pro Gemeinde führt. Tatsächlich aber sind die Tankstellen räumlich sehr unterschiedlich verteilt. 35 %

der Tankstellen befinden sich in Kleinstädten, 28 % in Mittelstädten, 19 % in Großstädten und mit 18 % die wenigsten in Landgemeinden (siehe Abbildung 5-46).

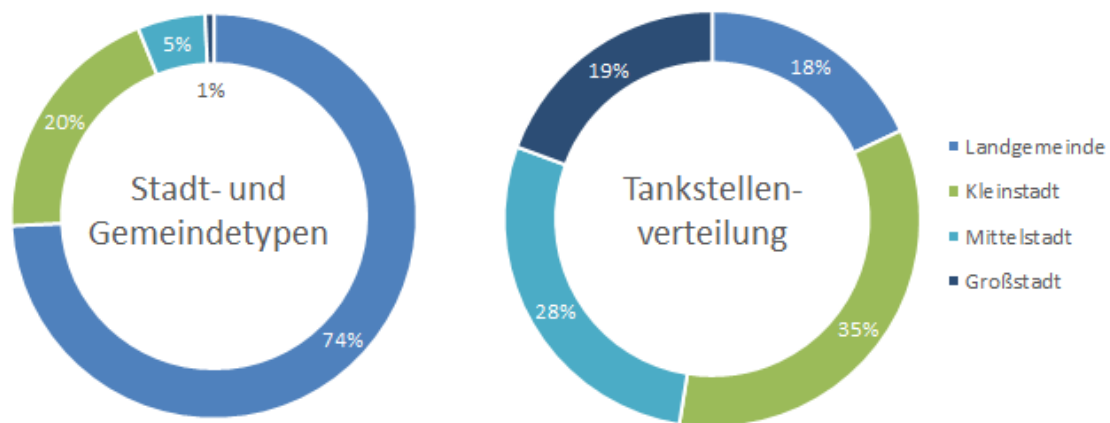


Abbildung 5-46 Gliederung der Gemeinden nach Stadt- und Gemeindetypen (links), Tankstellenverteilung nach Stadt- und Gemeindetypen (rechts)

Die räumliche Tankstellenabdeckung der Gemeinden in Abhängigkeit des Stadt- und Gemeindetyps ist in Tabelle 5-24 dargestellt.

Tabelle 5-24 Räumliche Tankstellenabdeckung der Gemeinde in Abhängigkeit des Stadt- und Gemeindetyps

	Anzahl Gemeinden	Anzahl Gemeinden ohne Tankstellen	Anteil der mit Tankstellen abgedeckten Gemeinden
Landgemeinde	8.395	6.524	22,29 %
Kleinstadt	2.220	408	81,62 %
Mittelstadt	612	19	96,90 %
Großstadt	79	0	100 %

Insgesamt gibt es 6.951 Gemeinden, in denen zwar eine Wasserstoffnachfrage besteht, die jedoch über keine Tankstellen innerhalb ihres Gemeindegebiets verfügen. Es handelt sich dabei überwiegend um ländliche Gemeinden, vgl. Tabelle 5-24. Ländliche Gemeinden weisen insgesamt die geringste räumliche Abdeckung auf, während die Abdeckung in Großstädten 100 % beträgt.

Die Wasserstoffnachfrage der Gemeinden die über keinen eigenen Tankstellenstandort verfügen wird daher anteilig auf alle die Gemeinden innerhalb desselben Landkreises umverteilt, die über einen Tankstellenstandort verfügen. Die Notwendigkeit dieser Umverteilung ergibt sich aus der o.g. Annahme, dass keine neuen Tankstellenstandorte hinzugefügt werden sollen.

Ein weiterer Umstand, der zu beachten ist, betrifft die Gemeinden, in denen die Wasserstoffnachfrage nicht ausreichend ist, um eine Wasserstoff-Tankstelle mit der Mindestabsatzmenge von 850 kg_{H2}/d zu betreiben. In diesem Fall müsste eine Wasserstoff-Tankstelle mit einer Kapazität von 1000 kg_{H2}/d installiert werden, wobei deren Auslastung entsprechend niedriger wäre als der Zielwert von 85 % (Annahmen und Daten der Wasserstoff-Tankstellen siehe Tabelle 5-31). Während diese Methodik zwar zu einer korrekten Bedarfsdeckung führt, würden die gesamten Investitionen für die Wasserstoff-Tankstellen stark steigen, wenn in vielen Gemeinden Wasserstoff-Tankstellen mit zu geringer Auslastung installiert werden müssten. Um diese Überschätzung der Investitionen zu vermeiden, wurde ein weiterer Mechanismus zur Nachfrageverteilung angewendet.

Grundidee ist es dabei, zuerst den Bedarf der Gemeinden zu decken, deren Bedarf am höchsten ist. Dazu wird über jeden Landkreis iteriert und für jeden Landkreis der Bedarf als Summe aller Gemeinden innerhalb des Landkreises gebildet. Anschließend wird eine Tabelle aller Gemeinden des Landkreises angelegt. Jeder Gemeinde soll zunächst die minimale Anzahl an notwendigen Wasserstoff-Tankstellen zugeordnet werden, was dem abgerundeten Wert des Bedarfs entspricht. Die Differenz aus dem tatsächlichen Bedarf und dem minimalen Bedarf bildet den Restwert. Der Restwert spiegelt somit den Bedarf nach einer zusätzlichen Wasserstoff-Tankstelle wider. Dieser Restwert wird jeder Gemeinde in der Tabelle zugeordnet und die Tabelle in absteigender Reihenfolge nach dem Restwert sortiert. In einer Iterationsschleife werden nun die Gemeinden mit dem höchsten Restwert solange in ihrem Bedarf um 1 erhöht, bis der Landkreisbedarf erreicht ist.

Nach diesen Voranpassungen wird der Datensatz mit der Information an benötigten Wasserstoff-Tankstellen (Bedarf, Soll-Wert) sowie existierenden Tankstellen (Bestand, Ist-Wert) an den Auswahlalgorithmus übergeben. Dieser iteriert über jede Gemeinde.

Bei der Gegenüberstellung von Bedarf und Bestand sind drei Fallunterscheidungen zu treffen:

1. Bedarf < Bestand
2. Bedarf > Bestand
3. Bedarf = Bestand

Im 1. Fall unterschreitet der Bedarf an Wasserstoff-Tankstellen den Bestand, was dazu führt, dass eine Auswahl der bestehenden Tankstellen getroffen werden muss. Im 2. Fall übersteigt der Bedarf an Wasserstoff-Tankstellen die Anzahl bestehender Tankstellen. Daraus ergibt sich, dass die Absatzmenge der Tankstellen erhöht werden muss. Im 3. Fall entspricht der Bedarf dem Bestand. Alle vorhandenen Tankstellen werden auch genutzt.

Der schematisch vereinfachte Programmablaufplan zur Bedarfsumverteilung und der vereinfachte Programmablaufplan zum Algorithmus der Tankstellenauswahl sind im Anhang dargestellt.

Im Folgenden sollen die getroffenen Fallunterscheidungen genauer betrachtet werden.

Im 1. Fall besteht ein Überschuss an Tankstellen in der Gemeinde. Es muss eine Auswahl von Tankstellen getroffen werden, die der Anzahl der benötigten Tankstellen entspricht. Damit die Auswahl reproduzierbar erfolgt, wurde ein Ansatz entwickelt, der die Tankstellenstandorte in

Abhängigkeit des Verbrauchsschwerpunkts bewertet. Da die Nachfrage innerhalb einer Gemeinde räumlich nicht weiter aufgelöst werden kann, wird der Verbrauchsschwerpunkt basierend auf den bestehenden Tankstellenstandorten bestimmt. Berücksichtigt man das Tankverhalten und die durchschnittliche Distanz, die ein PKW-Fahrer von seinem Wohnort/Arbeitsplatz zur Tankstelle zurücklegt, ist es möglich die Verbrauchsschwerpunkte innerhalb einer Gemeinde mit Hilfe einer Distanzmatrix zu ermitteln. Die maximal zugelassene Entfernung der Tankstellen untereinander wird in Anlehnung an [Lopi16] auf 5.000 m begrenzt. Somit liegt jede Tankstelle innerhalb der Reichweite der anderen Tankstellen. Je nach Gemeindegröße und Tankstellenanzahl existieren ein bis mehrere Verbrauchsschwerpunkte, wovon der Schwerpunkt mit den meisten Tankstellen als „Hauptschwerpunkt“ gilt. Durch den Abstand der Tankstellen zu ihrem jeweiligen Verbrauchsschwerpunkt kann nun eine Reihenfolge der Tankstellen aufgestellt werden. Die Tankstelle mit dem geringsten Abstand zum Schwerpunkt wird als „beste“ Tankstelle gewertet, die Tankstelle mit dem größten Abstand als „schlechteste“.

Das Auswahlverfahren folgt einem subtraktiven Ansatz. Das heißt, statt die Anzahl benötigter Tankstellen aus der Menge der bestehenden Tankstellen auszuwählen, werden die bestehenden Tankstellen um die überschüssigen Tankstellen reduziert. Dieses Vorgehen vereinfacht die Tankstellenauswahl, da der Überschuss an Tankstellen häufig niedriger ausfällt, als die Anzahl der verbleibenden Tankstellen (Bedarf). Ausgehend von dem Überschuss an Tankstellen als der Differenz von Bestand und Bedarf, können durch die Wertigkeit der Tankstellen nun Kandidaten festgestellt werden, die aus dem Tankstellenbestand entfernt werden. Die Tankstellenreduktion findet in einer Iterationsschleife statt und entfernt solange Tankstellen aus dem Landkreis, bis der Überschuss vollständig abgebaut ist, d.h. null beträgt.

Im 2. Fall tritt die gegenteilige Situation zum 1. Fall ein. Es bestehen zu wenige Tankstellen in der Gemeinde, sodass eigentlich neue Tankstellen hinzugefügt werden müssten. Da dieses Vorgehen jedoch, wie oben beschrieben, ausgeschlossen wurde, werden stattdessen die Absatzmengen der Tankstellen erhöht. Hierzu wurde ein Verfahren entwickelt, bei dem eine festgelegte Anzahl an Tankstellen, die dem Mangel an Tankstellen entspricht, in ihrer Absatzmenge erhöht wird. Um die Kandidaten-Tankstellen festzustellen, deren Absatz erhöht werden soll, wird auf das im 2. Fall beschriebene Verfahren zurückgegriffen. Mit dem Unterschied, dass nun die Tankstellen mit dem geringsten Abstand zum Verbrauchsschwerpunkt als Kandidaten ausgewählt werden.

Der 3. Fall stellt den einfachsten Fall dar. Es herrscht weder ein Mangel, noch ein Überschuss an Tankstellen in der Gemeinde, sodass alle bestehenden Tankstellen auch genutzt werden.

Am Ende der Tankstellenauswahl liegt ein Shapefile vor, welches nur noch eine dem Bedarf entsprechende Tankstellenanzahl beinhaltet. Infolge von Fall 2 ist die Absatzmenge einiger Tankstellen jedoch derart erhöht, dass bei einer festgelegten Tankstellenkapazität von 1000 kg_{H2}/d eine Auslastung von 100 % überschritten würde. Um die Eingangsparameter des Infrastrukturmodells nicht zu verletzen, wird daher neben jede Tankstelle mit einer Auslastung größer 100 % eine bzw. mehrere fiktive Tankstelle(n) als Nachbar(n) gesetzt. Der Abstand zur ursprünglichen Tankstelle wird auf 1 m

begrenzt, sodass die zusätzlichen Standorte keinen Einfluss auf die Kosten des Distributionsnetzes haben.

5.3.2.1.4 TECHNISCHE UND ÖKONOMISCHE PARAMETER

Im Folgenden soll eine Übersicht über die verwendeten technischen und ökonomischen Basisdaten gegeben werden. Die Daten basieren weitgehend auf den Werten in [RGRP17].

Allgemeine Annahmen

Allgemeine ökonomische und technische Parameter, die allen Berechnungen innerhalb des Modells zugrunde liegen, sind in Tabelle 5-25 zusammengefasst.

Tabelle 5-25 Allgemeine ökonomische und technische Parameter, nach [RGRP17]

Kalkulatorischer Zinssatz	8 %	Dieselpreis	1,20 €/l
Strompreis (RES)	0,06 €/kWh _{el}	Erdgaspreis	0,04 €/kWh
Volllaststundenzahl (RES)	4.500 h	Wasserpreis	4 €/m ³
		Arbeitskosten LKW-Fahrer	35 €/h

Bei der Bestimmung der Investitionen der Infrastrukturkomponenten werden Skalierungseffekte berücksichtigt, die bei der Dimensionierung von großtechnischen Anlagen genutzt werden können. Demnach nehmen die spezifischen Investitionen einer Anlage ab, je höher deren installierte Kapazität ist. Die spezifischen Investitionen ergeben sich nach folgender Gleichung:

$$I_1 = I_0 * \left(\frac{C_1}{C_0}\right)^\alpha \quad (5-2)$$

I_1 Investitionen skaliert, I_0 Investitionen Referenzwert, C_1 skalierte Kapazität, C_0 Referenzkapazität, α Skalierungsfaktor

Diese Skalierung wird im Modell auf alle Produktions-, Speicher- und Konversionsanlagen mit einem anlagenspezifischen Skalierungsfaktor angewendet. Der verwendete Skalierungsfaktor ist in den jeweiligen Tabellen angegeben.

Produktion

Als kurz- bis mittelfristig bevorzugte Produktionstechnologie von regenerativem Wasserstoff wird nach [RGRP17, Robi15] die Wasserelektrolyse als PEM-Elektrolyse angenommen. Ausgehend von einer Gesamteffizienz der PEM-Elektrolyse von 70 % beträgt der spezifische Energieverbrauch 47,6 kWh_{el}

pro kg produziertem Wasserstoff. Die spezifischen Investitionen betragen 500 €/kW. Der Wasserstoff liegt nach der Elektrolyse in gasförmiger Form, bei einem Druck von 30 bar, vor. Tabelle 5-26 fasst die Parameter zusammen.

Tabelle 5-26 Technische und ökonomische Annahmen zur Produktion; nach [RGRP17]

Druck_{aus}	30 bar	Leistungsspezifische Investitionen	500 €/kW
Wasserbedarf	0,01 m ³ /kg _{H₂}	Abschreibungsdauer	10 a
Strombedarf	47,6 kWh _{el} /kg _{H₂}	Instandhaltungs- & Betriebskosten	3 %

Speicherung

Um die saisonalen Schwankungen der Produktionsmengen von Windkraft und Photovoltaik auszugleichen sind großtechnische Wasserstoffspeicher im System zwingend erforderlich. Unter der Annahme einer Bevorratung mit Wasserstoff um einen Zeitraum von 60 Tagen überbrücken zu können (18 Tage saisonale Speicherung und 42 Tage strategische Reserve) [RGRP17] sowie den jeweiligen Jahresprofilen von Wasserstoffproduktion und -bedarf kann die im Jahresverlauf zwischenzuspeichernde Wasserstoffmenge bestimmt werden. Der Anteil der zwischenzuspeichernden Wasserstoffmenge bezogen auf die Wasserstoff-Gesamtjahresproduktion beträgt für die hier betrachteten Szenarien 30 % (siehe [RGRP17]).

Als Speichertechnologien für Wasserstoff werden Salzkavernen zur Speicherung von gasförmigem Wasserstoff (GH₂-Kaverne), Gasdruckspeicher (GH₂-Druckbehälter), Flüssiggasspeicher (LH₂-Tank) und LOHC-Speicher berücksichtigt. Es wird angenommen, dass Wasserstoffspeicher und Elektrolyseur am selben Standort installiert werden. Durch das Vorhandensein geeigneter geologischer Strukturen mit erheblichen Potenzialen zum Bau von Salzkavernenspeichern in Norddeutschland [Lbeg16], wird angenommen, dass keine Restriktionen zur Lokalisierung von Salzkavernenspeichern in der Nähe von Elektrolyseurstandorten bestehen.

Für die Investitionen der GH₂-Druckbehälter und LH₂-Tanks wurden spezifische Werte in Höhe von 250 €/kgH₂ [Schö17] respektive 25 €/kgH₂ [Fuel15] den Berechnungen zugrunde gelegt. Für die Investitionen von Salzkavernen gelten volumenspezifische Werte von 81 Mio. € für ein Speichervolumen von 500.000 m³ [RGRP17]. Die spezifischen Investitionen für LOHC-Speicher wurden mit 50 €/kgH₂ angenommen [RGRP17].

Tabelle 5-27 Ökonomische und technische Annahmen der Speicherung, nach [RGRP17]

	GH ₂ -Kaverne	GH ₂ - Druckbehälter	LH ₂ -Tank	LOHC-Tank
Speicherdruck	60-150 bar	15-250 bar	1 bar	1 bar
Investitionen_{Basis}	81 Mio. €	250 €	25 €	50 €
Investitionen_{Bezug}	500.000 m ³	1 kg	1 kg	1 kg
Investitionen_{Skalierung}	0,28	1	1	1
Abschreibungsdauer	30 a	20 a	20 a	20 a
Verluste	-	-	0,03 %/Tag	-
Instandhaltungs- & Betriebskosten	2 %	2 %	2 %	2 %

Konversion

Die Konversionsschritte verbinden Produktion, Speicherung, Transport und Tankstellen miteinander. Je nach betrachteter Pfadvariante ergibt sich eine unterschiedliche Anzahl an Umwandlungsschritten (siehe Abbildung 5-38). Die Verflüssigung von gasförmigem Wasserstoff und die Dehydrierung des LOHC stellen die energieintensivsten Umwandlungsschritte dar.

Im Rahmen der IdealHy-Studie [Elli13] wurde untersucht, welche zukünftigen Effizienzsteigerungen bei großtechnischen Verflüssigungsanlagen zu erwarten sind. Die Analyse zur Prozessoptimierung ergab, dass theoretisch ein spezifischer Energiebedarf von 6,78 kWh_{el}/kg_{H₂} bei einer Produktionskapazität von 50 t_{H₂}/Tag erreicht werden kann. Die Investitionen einer solchen Anlage werden auf 105 Mio. € beziffert [Elli13]. Nach Angaben in [Fuel15] beträgt der Energiebedarf heutiger Verflüssigungsanlagen 12 bzw. 15 kWh_{el}/kg_{H₂} für eine Produktionskapazität von 30 t_{H₂}/Tag bzw. 300 t_{H₂}/Tag.

Während die Hydrierung organischer Substanzen ein Standardprozess in der chemischen Industrie ist und dessen Kennwerte als Vergleich für die Hydrierung von LOHCs dienen können, bestehen für die Dehydrierung im großtechnischen Maßstab noch keine Erfahrungswerte [TeAW12]. Im Rahmen der Pfadanalyse werden für eine Dehydrierungsanlage mit einer Produktionskapazität von 300 t_{H₂}/Tag Investitionen in Höhe von 30 Mio. € angenommen. Der Wärmebedarf von 9 kWh/kg_{H₂} wird mit Erdgas als Brennstoff gedeckt. Die Hydrierung (von LOHCs) verläuft in einer exothermen Reaktion und führt zu einer freigesetzten Wärmemenge von 9 kWh/kg_{H₂} bei einem Temperaturniveau von 180 °C. Ein Absatz dieser Wärmemenge wird trotz des exergetisch nutzbaren Temperaturniveaus nicht angenommen [RGRP17].

Tabelle 5-28 Ökonomische und technische Annahmen der Konversionsschritte; nach [RGRP17]

	Kompres- sion	Verflüs- sigung	Verdam- pfung	Hydrie- rung	Dehydrie- rung	LH ₂ - Pumpe	LOHC- Pumpe
Form_{ein}	GH ₂	GH ₂	LH ₂	GH ₂	LOHC	LH ₂	LOHC
Form_{aus}	GH ₂	LH ₂	GH ₂	LOHC	GH ₂	LH ₂	LOHC
Investitionen_{Basis}	15.000 €	105 Mio. €	6 €	40 Mio. €	30 Mio. €	30 €	50 €
	Ausnahmen: Pipeline-Kompression 37.500 €						
	Trailer-Terminal 45.000€						
Investitionen_{Bezug}	1 kW	50 t/Tag	1 t/Tag	300 t/Tag	300 t/Tag	1 kg/Tag	1 t/Tag
Investitionen_{Skalierung}*	0,6089	0,66	1	0,6	0,6	1	1
Abschreibungsdauer	15 a	20 a	10 a	20 a	20 a	10 a	10 a
Instandhaltungs- & Betriebskosten	4 %/a	8 %/a	3 %/a	3 %/a	3 %/a	3 %/a	3 %/a
Strombedarf**	Variabel	6,78 kWh/kg	0,6 kWh/kg	0,37 kWh/kg	0,37 kWh/kg	0,1 kWh/kg	0,1 kWh/kg
Wärmebedarf	-	-	-	-9 kWh/kg	9 kWh/kg	-	-
Verluste	0,5 %	1,65 %	0 %	3 %	1 %	0 %	0 %

* die Skalierung der Investitionen erfolgt nach Gleichung 6-2

** die Berechnung der spez. Kompressionsarbeit erfolgt nach Angaben in [RGRP17]

Transport

Im Transportbereich stehen mit Pipeline und LKW zwei Transportsysteme zur Verfügung. Diese werden innerhalb des Modells in zwei Subsysteme unterteilt, da beiden Systemen eine unterschiedliche Berechnungsmethodik zugrunde liegt.

Das Transportnetzwerk wird weiterhin unterteilt in ein Transmissionsnetz, welches die Produktionsstandorte mit den Schwerpunkten der Landkreise/Städte als Hub verbindet, und ein Distributionsnetz, welches das Verteilnetz von den Hubs zu den Tankstellen darstellt. Im Fall der Kombination von Pipeline-Transmission und LKW-Distribution würde der Wasserstoff bis zum Verteilhub per Pipeline geliefert werden, dort entsprechend der weiteren Transportform umgewandelt werden und schließlich per LKW zu den Tankstellen transportiert werden. Bei einem durchgehenden Transport per Pipeline einerseits oder LKW andererseits würde die Belieferung der Tankstellen direkt, d.h. ohne Hubs erfolgen.

Die Pipelinekosten werden maßgeblich durch den Pipelinedurchmesser bestimmt, welcher abhängig von Durchsatz und Länge des jeweiligen Pipelineabschnitts ist. Zur Berechnung des erforderlichen Pipelinedurchmessers wird in [RGRP17] ein iterativer thermodynamischer Ansatz angewendet. Die spezifischen Pipelinekosten pro m werden nach [Krie12] berechnet. Der Betriebsdruck der Wasserstoffpipeline beträgt 100 bar. Der maximale Druckverlust beträgt 30 bar (siehe Tabelle 5-29). Die Kompressionsarbeit der Zwischenverdichtung im Transportnetz wird vernachlässigt. Die Pipelineinvestitionen werden nach folgender Gleichung berechnet (Parameter siehe Tabelle 5-29):

$$Investitionen \left[\frac{\text{€}}{\text{m}} \right] = Investitionen_A * D^2 + Investitionen_B * D + Investitionen_C \quad (5-3)$$

Im Gegensatz zum Pipelinetransport sind die Transportkosten des LKW-Transports aufgrund der begrenzten Ladekapazität nur abhängig von der Transportdistanz.

Tank-LKW zum Transport von gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff sind in der Industrie etabliert und kommerziell verfügbar. Heutige GH₂-Tanklaster erreichen mit Behältern aus Verbundmaterial bei Drücken bis zu 250 bar Netto-Ladekapazitäten von bis zu 560 kg_{H₂}. Als Entwicklungsziel bis 2020 werden Ladekapazitäten von 1.100 kg_{H₂} angegeben [Fuel15]. Flüssigwasserstofftank-LKW sind heute mit Netto-Ladekapazitäten bis zu 4.554 kg_{H₂} verfügbar; zukünftig sind Kapazitäten bis 5250 kg_{H₂} zu erwarten [Fuel15].

Tabelle 5-29 Technische und ökonomischen Annahmen der Wasserstoffpipeline und der LKW (Zugmaschine); nach [RGRP17]

GH ₂ -Pipeline		LKW (Zugmaschine)	
Druck _{ein}	100 bar	Investitionen	160.000 €
Druck _{aus}	70 bar	Abschreibungsdauer	8 a
Spezifische Investitionen _A	0,0022 €/mm ²	Auslastung	2000 h/a
Spezifische Investitionen _B	0,86 €/mm	Instandhaltung- & Betriebskosten	12 %
Investitionen _C	247,5 €	Dieserverbrauch	35 l/100 km
Abschreibungsdauer	40 a	durchschn. Fahrgeschwindigkeit Autobahn	50 km/h
Instandhaltung- & Betriebskosten	12 %	durchschn. Fahrgeschwindigkeit Bundes- und Landstraßen	30 km/h

Für den LOHC-Transport werden Kosten und Kapazitäten von heutigen Tank-LKW für Diesel oder Benzin mit Stahltanks abgeleitet. Die Kapazität bezogen auf den transportierten Wasserstoff beträgt dabei etwa 1800 kg. Die im Modell verwendeten Annahmen zu den Tank-LKW sind in Tabelle 5-30

zusammengefasst. Für den GH₂-Transport ist die Netto-Ladekapazität der LKW bei einem Speicherdruck von 500 bar und einem minimalen Druck von 15 bar angegeben.

Tabelle 5-30 Technische und ökonomischen Annahmen der Tank-LKW; geändert, nach [RGRP17]

Tankaufleger	GH ₂	LH ₂	LOHC
Investitionen	660.000 €	860.000 €	150.000 €
Abschreibungsdauer	12 a	12 a	12 a
Auslastung	2000 h/a	2000 h/a	2000 h/a
Instandhaltungs- & Betriebskosten	2 %	2 %	2 %
Nutzlast	1200 kg	4500 kg	1800 kg
Netto-Ladekapazität	1100 kg	4300 kg	1800 kg
Ladezeit	1,5 h	3 h	1,5 h

Tankstellen

Während der Anlieferung findet zunächst eine Zwischenspeicherung von Wasserstoff an der Tankstelle in Abhängigkeit des Anlieferungszustands statt. Bei gasförmiger Anlieferung per Pipeline entspricht dies einem ND-Gasdruckspeicher, bei Anlieferung per LH₂- oder LOHC-Trailer ist der Speicher ein LH₂-respektive LOHC-Speichertank. Bei GH₂-Anlieferung per Trailer verbleibt der Trailer als Zwischenspeicher an der Tankstelle (siehe unten). Da der Wasserstoff für den Betankungsvorgang als Gas vorliegen muss, ist im Fall der LH₂ und LOHC-Tankstelle zusätzlich eine Umwandlung des Wasserstoffs in den gasförmigen Zustand notwendig. Anschließend erfolgt für alle Tankstellentypen gleichermaßen die Kompression des Wasserstoffs auf das Betankungsdruckniveau von 900 bar mit HD-Zwischenspeicherung. Zusätzlich ist eine Vorkühlung auf -40 °C notwendig. Technische Unterschiede ergeben sich also durch das jeweilige Konversionsverfahren, sowie durch Verluste beim Belieferungsvorgang. Während bei der Belieferung per Pipeline, GH₂-Truck und LOHC-Truck Verluste von 0,5 % zu berücksichtigen sind, sind im Fall der LH₂-Beliierung zusätzlich zu den Verlusten während des Belieferungsvorgangs noch Abdampfverluste zu beachten. Für die Verluste der LH₂-Beliierung wurde daher ein Mittelwert von 3 % angenommen. Eine theoretisch mögliche Rückverflüssigung des Boil-offs durch Einsatz eines zusätzlichen Kompressors wurde aus Kostengründen nicht berücksichtigt [RGRP17].

Der Strombedarf der Tankstellen setzt sich zusammen aus dem Kompressions- bzw. Pumpaufwand sowie der Vorkühlung. Im Fall der GH₂-Tankstelle liegt der spezifische Strombedarf wegen des höheren Druckniveaus bei der Anlieferung (500 bar) mit 1,9 kWh_{el}/kg_{H2} geringfügig niedriger als der der Pipeline-Tankstelle. Die LOHC-Tankstelle weist darüber hinaus einen zusätzlichen Energiebedarf durch die Dehydrierung auf. Der Wärmebedarf wird wie in den Konversionsschritten durch Erdgas als Brennstoff gedeckt.

Die Investitionen für die Pipeline-Tankstelle wurden mit 2 Mio. € angenommen, für die per GH₂- oder LH₂-Truck belieferten Tankstellen werden Investitionen von 1,7 Mio. € angenommen [RGRP17]. Referenzen für LOHC-Tankstellen existieren zum Zeitpunkt noch nicht. Aufgrund der zusätzlichen Dehydrierung wurden die höheren Investitionen von 2 Mio. € übernommen. Darüber hinaus wird angenommen, dass im Fall der GH₂-Truck-Belieferung der Trailer als Speicher an der Tankstelle verbleibt und der LKW mit einem zweiten, leeren Trailer zurückfährt. Für jede GH₂-Tankstelle erhöhen sich die Investitionen daher um einen zusätzlichen GH₂-Trailer.

Tabelle 5-31 Technische und ökonomische Annahmen der Tankstellen; nach [RGRP17, Robi15]

Anlieferung	Pipeline	Tank-LKW		
	GH ₂	GH ₂	LH ₂	LOHC
Maximaler Tagesabsatz	1000 kg/Tag	1000 kg/Tag	1000 kg/Tag	1000 kg/Tag
Maximaler durchschnittlicher Tagesabsatz	850 kg/Tag	850 kg/Tag	850 kg/Tag	850 kg/Tag
Auslastung	Variabel	Variabel	Variabel	Variabel
Druck_{aus}	880 bar	880 bar	880 bar	880 bar
Investitionen	2,0 Mio. €	1,7 Mio. €	1,7 Mio. €	2,0 Mio. €
Abschreibungsdauer	10 a	10 a	10 a	10 a
Instandhaltungs- & Betriebskosten	10 %	10 %	10 %	10 %
Strombedarf	2 kWh _{el} /kg _{H2}	1,9 kWh _{el} /kg _{H2}	0,6 kWh _{el} /kg _{H2}	4,4 kWh _{el} /kg _{H2}
Wärmebedarf	-	-	-	9 kWh/kg _{H2}
Verluste	0,5 %	0,5 %	3 %	0,5 %

Bypassregelung

Um eine Zuteilung der Wasserstoffproduktionsmenge zwischen der Speicherung und dem Transport zu ermöglichen, wird zur modellseitigen Abbildung eine Bypassregelung implementiert (Beschreibung und Prinzipskizze siehe Anhang). Die Bypassregelung basiert auf einer Fallunterscheidung in Abhängigkeit von der Art der Speicherung und des Wasserstofftransports (jeweils als GH₂, LH₂ oder LOHC möglich). Die Bypassregelung dient der Vermeidung unnötige Umwandlungsschritte zwischen Produktion und Transport, da ein Teil des produzierten Wasserstoffs nicht gespeichert werden muss, sondern direkt verwendet werden kann. Der Bypass ermöglicht somit eine Umgehung des Speichers und einen direkten Transport des Wasserstoffs im Anschluss an die Erzeugung.

Bei der Auslegung der pfadabhängigen Konversionsschritte ist zu beachten, dass im Unterschied zur bilanziellen Betrachtung des Gesamtjahres, es bei der Betrachtung des Jahresverlaufs zu Zeitpunkten kommt, zu denen die maximale Wasserstoffproduktion vollständig über den Bypass bzw. in den Speicher geleitet wird. Die Auslegung aller Konversionsanlagen erfolgt somit jeweils bezogen auf die

maximale Wasserstoffproduktionsmenge. Dadurch hat die Bypassregelung keinen Einfluss auf die zu tätigen Investitionen, wohl aber auf die Betriebskosten und damit auch auf die CO₂-Emissionen aus dem Konversionsschritt. Der Einfluss der Bypassregelung auf die Kosten zeigt sich insbesondere für die nicht-gasförmige Speicherung (siehe Abschnitt 5.3.3).

5.3.2.2 MODELLE ZUR STANDORTGENAUEN INFRASTRUKTURAUSLEGUNG

Eine Übersicht zum Zusammenspiel und der Funktionsweise der verwendeten Modelle zur standortgenauen Infrastrukturauslegung ist in Abbildung 5-47 dargestellt.

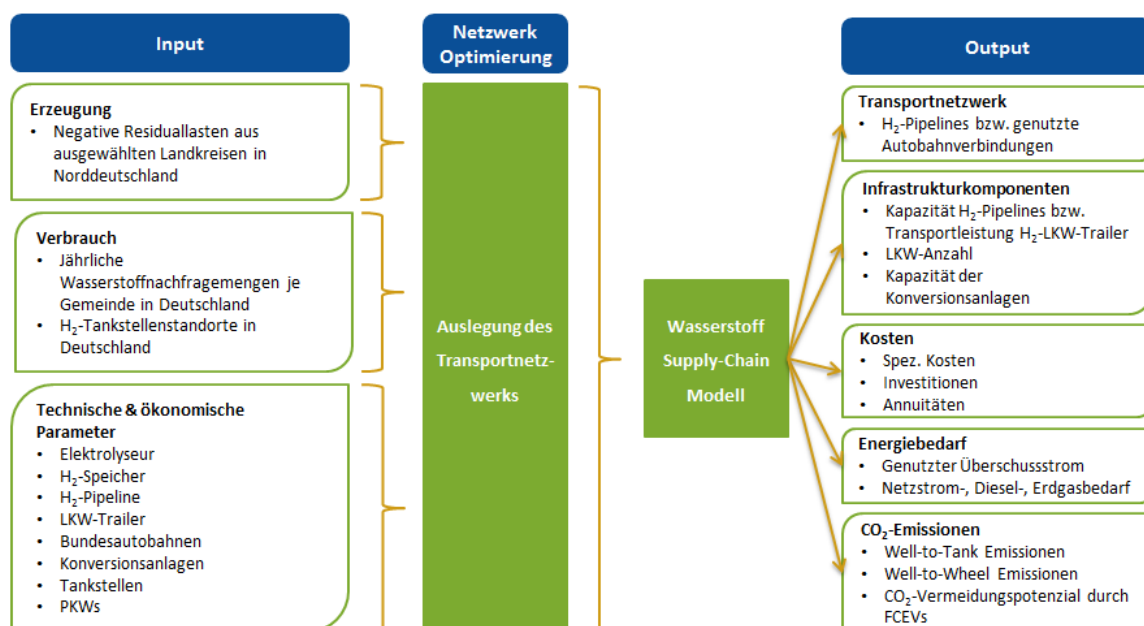


Abbildung 5-47 Übersicht zum Zusammenspiel und der Funktionsweise der verwendeten Modelle

Die Elektrolyseurstandorte befinden sich, dem RES-Potenzial und der damit verbundenen Verfügbarkeit von Überschussstrommengen (siehe Abbildung 5-41) entsprechend, bevorzugt in Norddeutschland, während sich die Tankstellenstandorte gemäß der regionalen Nachfragemenge auf die 402 Landkreise/Städte in Deutschland verteilen. Um den regenerativ erzeugten Wasserstoff für den Straßenverkehr nutzbar zu machen, ist der Aufbau einer Versorgungsinfrastruktur notwendig, die neben der Transportinfrastruktur auch die saisonale Speicherung von Wasserstoff berücksichtigt. In [RGRP17] wurde hierzu ein flexibles Supply Chain Modell entwickelt, welches im Rahmen dieser Arbeit für die Modellierung und Analyse der Versorgungsinfrastruktur genutzt wurde. Die Modellierung und die Analyse zum Infrastrukturaufbau finden auf Deutschlandebene statt. Die Implikationen für Nordrhein-Westfalen werden darauf aufbauend explizit herausgestellt.

Auslegung des Transportnetzwerkes

Im Rahmen der Pfadanalyse werden verschiedene Wasserstoff-Transportoptionen (siehe Abbildung 5-38) berücksichtigt.

Derzeit existiert in Deutschland kein Wasserstoffpipelinesnetz, das in der Lage wäre Deutschland flächendeckend mit Wasserstoff zu versorgen. Ein zukünftiges Pipelinesnetz müsste so verlaufen, dass es die Produktionsstandorte in Norddeutschland mit allen Verbrauchsschwerpunkten in Deutschland möglichst kosteneffizient verbindet. Jedoch können die Trassen/Routen für Pipelines nicht frei nach einer optimalen Routenführung gewählt werden, es sind zahlreiche Restriktionen zu beachten. So sind bestimmte Flächen wie Naturschutzgebiete und Siedlungsgebiete ebenso auszuschließen wie eine Verlegung entlang von Hochspannungsstromtrassen. Zudem spielen Geländebeschaffenheit und Terrain eine Rolle bei der Trassenwahl. Um solche Restriktionen und Unsicherheiten zu umgehen, ist es sinnvoll das Pipelinesnetz entlang von bestehenden Verkehrs- und Transportwegen zu wählen, entlang derer eine Pipelineführung möglich ist. In Betracht kommen Wasser- und Schifffahrtswege, Bahntrassen, Autobahnen sowie bestehende Erdgaspipelines. Erdgaspipelines eignen sich durch die technologische Gemeinsamkeit mit Wasserstoffpipelines am besten als Orientierung für zukünftige Routenführungen. Zudem verfügt Deutschland, bedingt u.a. durch seine Lage in der Mitte Europas als Transitland, über ein dichtes Fernleitungsnetz mit einer Gesamtlänge von ca. 40.000 km [Fnbg17]. Für die Routenführung der Wasserstoffpipelines wurde daher das bestehende Erdgas-Fernleitungsnetz zugrunde gelegt.

Für den LKW-Transport ist hingegen mit dem Straßenverkehrsnetz ein Netzwerk vorgegeben. Als Äquivalent zum Erdgas-Fernleitungsnetz wird das Autobahnnetz mit einer Gesamtlänge von 12.993 km als Basis genutzt [Bmvi17].

Als Datengrundlage liegen Geodaten über das Erdgasfernleitungsnetz und das Autobahnnetz in Deutschland vor. Letztere sind über OpenStreetMap frei zugänglich. Die Geodaten zum Erdgasfernleitungsnetz liegen aus vorherigen Arbeiten am IEK-3 intern vor.

Im Fall des Pipelinetransports wird wie im Erdgasnetz zwischen Transmissions- und Distributionsnetz unterschieden. Transmission und Distribution entkoppeln den Ferntransport großer Gasmengen von der Endverteilung zum Verbraucher. Jeder Landkreis/Stadt wird über das Transmissionsnetz mit Wasserstoff versorgt, während die Verteilung zu den Verbrauchern innerhalb des Landkreises bzw. der Stadt vom Distributionsnetz übernommen wird. Die Kopplungspunkte beider Systeme sind die Flächenschwerpunkte der Landkreise/Städte. Somit beinhaltet das Konzept die Installation von 402 Kopplungspunkten, welche im Folgenden auch als Hubs bezeichnet werden.

Zusammen mit den Standorten der Tankstellen und der Elektrolyseure stehen somit alle geografischen Informationen zur Verfügung, um ein Transportnetzwerk zu entwerfen, das jede Tankstelle mit Wasserstoff kostenoptimal versorgt. Da die Bestimmung optimaler Verbindungen zweier Punkte innerhalb eines Netzwerks ein graphentheoretisches Problem darstellt, müssen zunächst alle

Standorte und Verbindungen in einen mathematischen Graphen überführt werden. Dazu werden alle Punkte als Knoten und deren Verbindungen untereinander als Kanten hinzugefügt. Die Kanten werden mit der Distanz gewichtet. Tankstellen, Elektrolyseure sowie das Gasnetz liegen bereits in Punktkoordinaten vor.

Das für den Wasserstofftransport per LKW benötigte Autobahnnetz hingegen liegt in Linienverbindungen vor [Geof17]. Zur modellseitigen Abbildung müssen die Punktkoordinaten daraus zuerst als Stützpunkte der Linien extrahiert werden.

Die gewichteten Kanten als direkte Verbindung der Knoten untereinander werden mithilfe von Distanzmatrix-Funktionen bestimmt. Die Distanzmatrix-Funktionen ermöglichen die Berechnung der n kürzesten Entfernungen aller Punktpaare (P_x, P_y) der Mengen X, Y . Zudem kann die Distanz mit einem Faktor gewichtet werden.

Die Elektrolyseurstandorte werden mit den nächstgelegenen Abschnitten der Transporttrassen verbunden. Im Falle des Pipelinetransports sind dies die nächstgelegenen Punkte des Erdgasfernleitungsnetzes. Für die Verbindung vom Elektrolyseurstandort zur Erdgasfernleitung ist eine neue Zuleitung anzulegen und wird im Modell über eine direkte Luftlinienverbindung berücksichtigt. Beim LKW-Transport über die Autobahnen ist zusätzlich zu beachten, dass der Zugang zu den Autobahnen nur über die ausgewiesenen Autobahnauffahrten möglich ist. Daher wird nur eine Verbindung der Elektrolyseurstandorte zur nächstgelegenen Autobahnauffahrt berücksichtigt. Diese Verbindung wird als Luftliniendistanz berechnet und nach [RGRP17] mit einem Umwegfaktor von 30 % belegt, um die real längere Distanz über Land- und Bundesstraßen zu berücksichtigen. Ähnliches gilt für die Verbindung der Tankstellenstandorte mit den Transporttrassen. Im Fall des Pipelinetransports wird der Wasserstoff nicht direkt zu den Verbrauchsstandorten (Tankstellen) verteilt, sondern zunächst zum Flächenschwerpunkt jedes Landkreises bzw. jeder Stadt transportiert. Der Flächenschwerpunkt fungiert als Verteilhub, von dem aus das Verteilnetz zu den Tankstellen ausgeht. Für das Verteilnetz werden nur direkte Verbindungen von den Flächenschwerpunkten zu den Tankstellen innerhalb des entsprechenden Landkreises/Stadt sowie Verbindungen der Tankstellen untereinander zugelassen. Beim LKW-Transport ist wie beim Anschluss der Elektrolyseurstandorte an die Transporttrasse zu beachten, dass das Verlassen der Autobahn nicht an einem beliebigen Knotenpunkt möglich ist, sondern nur über die Autobahnausfahrten erfolgen kann. Ausgehend von den Autobahnausfahrten werden die Tankstellen direkt, sowie auch untereinander, verbunden. Eine Bündelung an den Hubs ist nicht vorgesehen.

Neben dem ausschließlichen Transport per Pipeline oder LKW ist auch eine Kombination beider Transportwege möglich. Berücksichtigt wird der Ferntransport von den Elektrolyseurstandorten bis zu den Schwerpunkten der Landkreise/Städte per Pipeline. Von den Hubs erfolgt die Distribution per LKW zu den Tankstellen. Für die Distribution per LKW wird wie zuvor auch die direkte Verbindung zu den Tankstellen per Luftlinie mit einem Umwegfaktor von 30 % berücksichtigt.

Nachdem alle Knoten und Kanten bestimmt sind, werden diese mithilfe der Python-Erweiterung NetworkX in einen ungerichteten Graphen überführt. Zur Reduktion der Rechenzeit wird eine Vereinfachung des Graphen durch Anwendung der Minimum Spanning Tree (MST) Heuristik durchgeführt. Das Ziel ist es, jede Tankstelle auf dem kürzesten Weg von den Elektrolyseuren aus mit Wasserstoff zu versorgen. Dabei gilt es verschiedene Randbedingungen wie die maximale Produktionskapazität eines Elektrolyseurstandorts und die maximale Transportkapazität einzuhalten.

Zur Bestimmung des optimalen Transportnetzwerkes wird der NetworkX-Graph daher in ein lineares Optimierungsmodell überführt. Die Lösung des Optimierungsproblems ist ein Graph, welcher nur die benötigten Produktionsknoten und Verbindungen besitzt. Jede Kante des finalen Graphen enthält Informationen zur der übertragenen Kapazität und im Fall des Pipelinetransports zusätzlich den Leitungsdurchmesser des Teilstücks. Außerdem ist jedem Elektrolyseurstandort eine Produktionskapazität zugeordnet.

Wasserstoff Supply-Chain Modell

Im Anschluss an die Auslegung des Transportnetzwerks findet die Auslegung der weiteren Infrastrukturkomponenten im Wasserstoff Supply-Chain Modell statt. Ausgehend von den Produktionskapazitäten der Elektrolyseure und den Transportkapazitäten werden die Kapazitäten der Speicher und Konversionsanlagen ausgelegt, sowie deren Kosten und deren Energiebedarf bestimmt. Das Modell greift dabei auf eine Datenbank mit technischen und ökonomischen Parametern zurück (siehe Abschnitt 5.3.2.1.4).

Als Output liefert das Wasserstoff Supply-Chain Modell für jede Komponente Daten zu CAPEX, OPEX, den spezifischen Wasserstoffkosten, zum Energiebedarf (aufgeteilt nach Energieträgern) sowie zu den Verlusten. Darüber hinaus werden die Längen des Transmissions- und Distributionsnetzes sowie die Anzahl der benötigten LKWs berechnet. Diese Output-Werte dienen als Grundlage für die weitere Analyse der Versorgungspfade.

Im Folgenden sollen zunächst Methodik und Annahmen des Supply-Chain Modells und daran anschließend die Verwendung des Modells zur Durchführung der Pfadanalyse beschrieben werden.

Die Versorgungskette lässt sich von der Wasserstoffproduktion bis zur Wasserstoffnutzung in Brennstoffzellenfahrzeugen in vier grundlegende Schritte unterteilen: Produktion, Speicherung, Transport (Transmission/Distribution) und Tankstellen. Zur Verbindung der einzelnen Schritte zu einer durchgehenden Versorgungskette sind weitere Wasserstoff-Umwandlungsschritte wie Kompression oder Verflüssigung notwendig. Diese erforderlichen Umwandlungsschritte sind in einem Konversionsmodul zusammengefasst. Die Art der Konversionseinheit bzw. des benötigten Umwandlungsschrittes ist jeweils abhängig von der Wasserstoffform des vorhergehenden Schritts. Zudem werden die Konversionsschritte nach Art des Strombezugs in zwei Klassen eingeteilt. So sind alle Konversionsschritte vor der Speicherung dem Konversionstyp 1 zugeordnet, da ihr Strombedarf

aus Überschussstrom gedeckt werden kann. Hingegen beziehen alle Konversionsschritte nach der Speicherung aufgrund der permanenten Betriebsführung Strom aus dem Netz. Sie sind dem Konversionstyp 2 zugeordnet. Abbildung 5-48 zeigt den modularen Aufbau des Supply-Chain Modells.

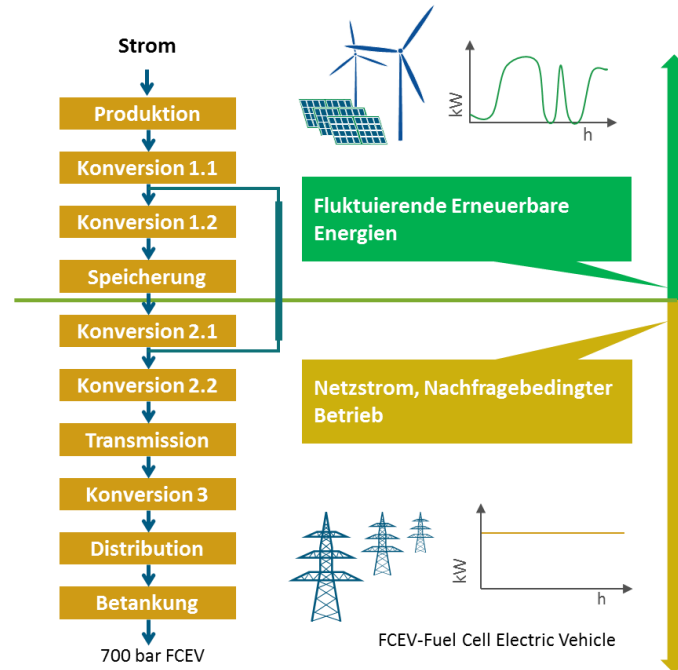


Abbildung 5-48 Modularer Aufbau der Prozesskette; schematische Unterteilung der Module durch hellgrüne Linie in einen Teil vor Speicherung (oberhalb) und nach Speicherung (unterhalb); erweitert, nach [RGRP17]

Nach der Elektrolyse liegt der Wasserstoff zunächst in gasförmigem Zustand bei einem Druck von 30 bar vor. Generell werden im Rahmen der Pfadanalyse der Wasserstofftransport und -speicherung als komprimierter (GH_2), bzw. flüssiger Wasserstoff (LH_2) und als LOHC betrachtet (siehe Abbildung 5-38).

Als Speicheroptionen zur saisonalen Speicherung stehen mit der GH_2 -Kaverne und GH_2 -Druckbehältern zwei Optionen ohne, und mit LH_2 - und LOHC-Tanks zwei Optionen mit Änderung des physikalischen Bezugszustands zur Verfügung. In jedem Fall ist die Nutzung eines Konversionsmoduls erforderlich. Im Fall der gasförmigen Speicherung eine Kompression und im Fall der Speicherung als LH_2 oder LOHC eine Verflüssigung, respektive Hydrierung.

Als nächster Hauptschritt folgt der Transport. Wasserstoff kann gasförmig per Pipeline oder in GH_2 -, LH_2 -, bzw. LOHC-Trailern per LKW transportiert werden. Beim Transport wird in Anlehnung an das Erdgasnetz zwischen Transmission und Distribution unterschieden. Dadurch ist innerhalb des Transportmoduls eine Kombination verschiedener Transportmittel und -formen möglich (siehe Abbildung 5-38).

An den Transport schließt das Tankstellenmodul an. In Abhängigkeit der Distributionsart wird zwischen Pipeline-, GH_2 -, LH_2 - oder LOHC-Tankstellen unterschieden. Da vorgesehen ist, dass alle Tankstellen

gasförmigen Wasserstoff absetzen, ist innerhalb des Tankstellenmoduls ein weiterer Konversionsschritt berücksichtigt.

Ausgehend von dem beschriebenen Supply-Chain Modell können eine Vielzahl von Prozessketten aufgestellt werden. Im Rahmen der Pfadanalyse wurden insgesamt 28 Pfadvarianten untersucht. (siehe Abbildung 5-38). Die Auswahl der betrachteten Pfadvarianten basiert auf praktischen Vorüberlegungen zur Umsetzbarkeit. Hierbei spielen die Begrenzung der erforderlichen Umwandlungsschritte und eine damit verbundene Reduktion der Komplexität der Prozesskette eine wesentliche Rolle. Darüber hinaus ist eine Begrenzung der Umwandlungsschritte aus Effizienz- und Kostengründen sinnvoll. Die weiteren theoretisch denkbaren Pfadvarianten wurden aufgrund der genannten Aspekte im Rahmen dieser Analyse nicht weiter berücksichtigt.

5.3.3 ERGEBNISSE

Das Modell wird auf die verschiedenen Szenarien zur FCEV-Marktdurchdringung für das Jahr 2050 (siehe Abbildung 5-42) und die in Abbildung 5-38 dargestellten Technologiekombinationen angewendet. Als Ergebnisse der Berechnungen ergeben sich dabei die benötigten installierten Kapazitäten für die verschiedenen Technologieklassen, die damit einhergehenden Kosten, für die Wasserstofftransport-Technologien die Transportrouten, sowie die Strombedarfe und verbleibende CO₂-Emissionen. Die Ergebnisse der Pfadanalyse sind dabei bundesländerübergreifend, also für gesamt Deutschland, dargestellt. Tankstellenstandorte und Transportrouten innerhalb Nordrhein-Westfalens können direkt aus den Ergebnissen entnommen werden. Andere Ergebnisse können über die Annahme, dass sich 21% des FCEV-Flottenbestandes in NRW befinden, anteilig Nordrhein-Westfalen zugewiesen werden.

Im Folgenden werden zunächst die Kostenpotenziale für die verschiedenen Szenarien und Technologiepfade vergleichend anhand der spezifischen Wasserstoffkosten (Well-to-Tank) bewertet. Für die jeweils zwei günstigsten Technologiepfade je Szenario wird eine detaillierte Systemanalyse durchgeführt. Hierfür werden zunächst die technologiespezifischen Beiträge zu den Wasserstoffkosten verglichen und anschließend die benötigten Überschussstrommengen zur Realisierung der Pfade sowie die resultierenden CO₂-Emissionen als zusätzliche Bewertungskriterien hinzugezogen.

5.3.3.1 POTENZIALE

Im Rahmen dieses Abschnittes werden zunächst die Kostenpotenziale für die verschiedenen Szenarien betrachtet. Die spezifischen Wasserstoffkosten (Well-to-Tank) für die verschiedenen Pfade und Szenarien sind in Abbildung 5-49 dargestellt. Die Kosten sind dabei getrennt nach der berücksichtigten Speichertechnologie visualisiert.

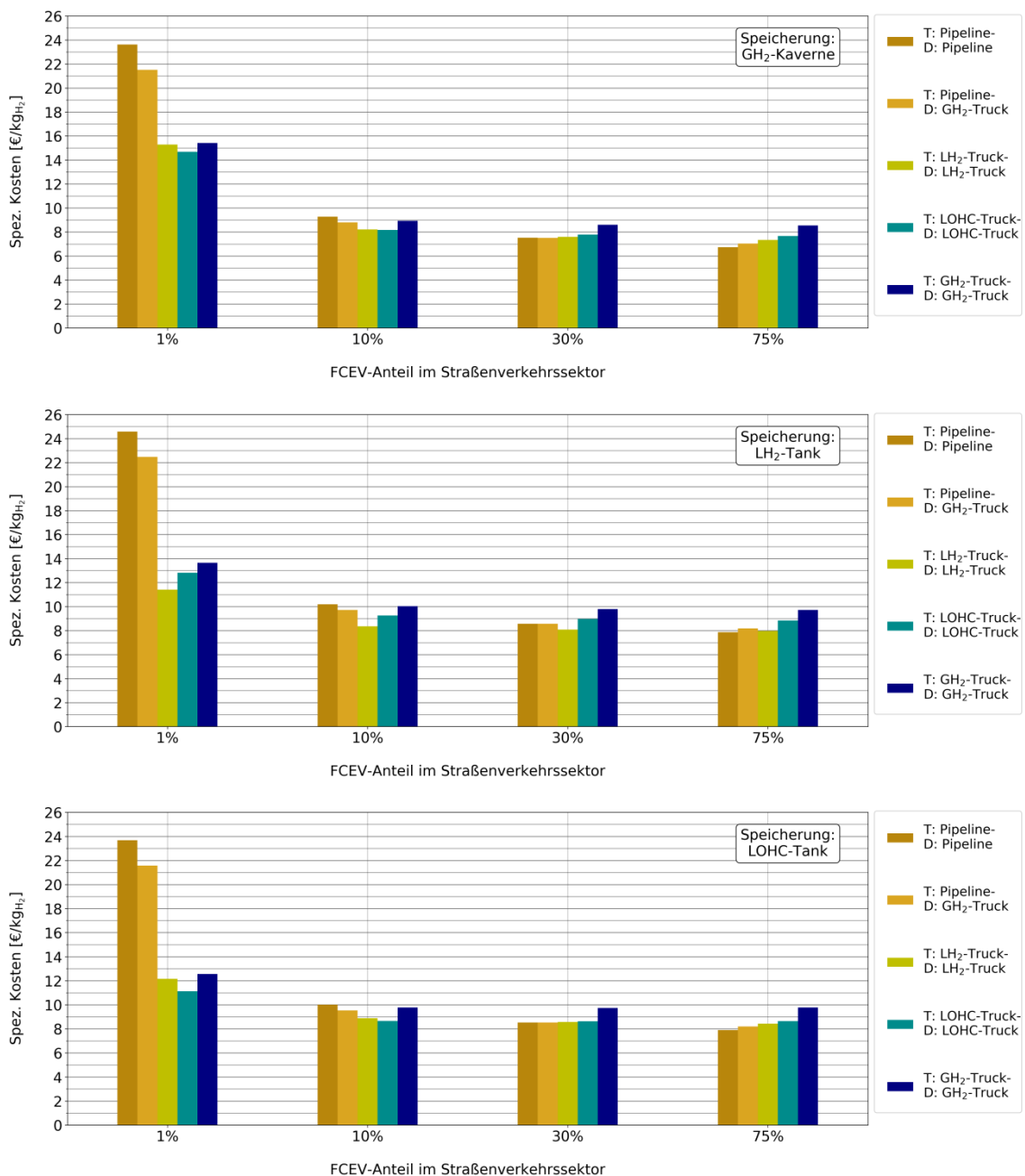


Abbildung 5-49 Spezifische Wasserstoffkosten in der Pfadbetrachtung Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr, unterteilt nach Art des Speichers

Die spezifischen Wasserstoffkosten der Pfade sinken generell mit steigendem Marktdurchdringungsanteil der FCEV. Die kostengünstigsten Technologiepfade liegen für das 1% Szenario bei circa 11 €/kg_{H2} und nehmen für das 75% Szenario auf bis zu circa 6,7 €/kg_{H2} ab. Für die verschiedenen Szenarien zeigt sich eine klare Tendenz der Kosten für Transportpfade mit und ohne Pipeline. Für geringe FCEV-Marktdurchdringungen zeigen sich Transportpfade mit Trucks hinsichtlich der Kosten als vorteilhaft. Mit steigendem Marktanteil wird zunächst ein Transport bestehend aus

Transmission mit Pipeline und Distribution mit GH₂-Trucks günstiger, bis sich in den Szenarien mit sehr hohen FCEV-Marktanteilen die Transmission und Distribution mit Pipelines durchsetzt. Dieser Zusammenhang ergibt sich aus den Verlegungskosten der Pipelines, welche bei großen Wasserstoff-Transportkapazitäten geringer ins Gewicht fallen, und den auf die Transportkapazität bezogenen geringeren Kosten der Pipeline. Bezüglich der Speicheroptionen zeigt sich, dass nur für das 1% Szenario die Speicherungen in LOHC-Tanks oder LH₂-Tanks gegenüber der Speicherung in Salzkavernen günstiger ist. In allen anderen Szenarien weisen die Pfade mit einer Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen die geringsten Kosten auf.

Die jeweils zwei kostengünstigsten Technologiepfade die sich für die Szenarien ergeben sind im Folgenden aufgelistet (vgl. Abbildung 5-49).

1% Szenario:

- Transmission und Distribution mittels LOHC Trucks und Speicherung in LOHC Tanks (11,12 €/kg_{H₂})
- Transmission und Distribution mittels LH₂ Trucks und Speicherung in LH₂ Tanks (11,41 €/kg_{H₂})

10 % Szenario:

- Transmission und Distribution mittels LOHC Trucks und Speicherung in Salzkavernen (8,16 €/kg_{H₂})
- Transmission und Distribution mittels LH₂ Trucks und Speicherung in Salzkavernen (8,21 €/kg_{H₂})

30 % Szenario:

- Transmission: Pipeline, Distribution mittels GH₂ Trucks und Speicherung in Salzkavernen (7,51 €/kg_{H₂})
- Transmission und Distribution mittels Pipeline und Speicherung in Salzkavernen (7,52 €/kg_{H₂})

75% Szenario:

- Transmission und Distribution mittels Pipeline und Speicherung in Salzkavernen (6,73 €/kg_{H₂})
- Transmission: Pipeline, Distribution mittels GH₂ Trucks und Speicherung in Salzkavernen (7,03 €/kg_{H₂})

In Tabelle 5-32 sind für diese Technologiepfade die installierten Kapazitäten der Elektrolyseure, Konversionstechnologien, Speicher und Wasserstofftransporttechnologien festgehalten, sowie eine Auswahl an szenario- und pfadspezifischen Kennzahlen.

Tabelle 5-32 Kennzahlen für die Szenarien und ausgewählten Technologiepfade für die Pfadbetrachtung „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“

Kennzahl	1%		10 %	
H ₂ Nachfragemenge [Mio. t/a]	0,05		0,39	
Anzahl FCEVs [Mio.]	0,46		4,56	
Speicherung	LOHC-Tank	LH ₂ -Tank	GH ₂ -Kaverne	GH ₂ -Kaverne
Transmission	LOHC-Truck	LH ₂ -Truck	LOHC-Truck	LH ₂ -Truck
Distribution	LOHC-Truck	LH ₂ -Truck	LOHC-Truck	LH ₂ -Truck
Kapazität Elektrolyseure [GW _{el}]	0,52		4,17	
Kapazität Konversionsanlagen 1 [MW _{el}]	5,15	75,43	70,84	70,84
Kapazität Speicher [TWh] (bezogen auf Heizwert)	0,27		2,16	
Kapazität Konversionsanlagen 2 [MW _{el}]	1,10	1,10	32,39	593,44
Länge Transmissionsnetz [km]	-		-	
Kapazität Konversionsanlagen 3 [MW _{el}]				
Länge Distributionsnetz [km]				
Anzahl Trucks	258	125	2.107	1.019
Anzahl Tankstellen	420		1.499	
Durchschnittliche Tankstellenauslastung [%]	32		72	
Durchschnittliche Tankstellenauslastung [kg _{H2} /d]	321,82		719,89	

Kennzahl	30 %		75%	
H ₂ Nachfragemenge [Mio. t/a]	1,18		2,88	
Anzahl FCEVs [Mio.]	13,53		32,87	
Speicherung	GH ₂ -Kaverne	GH ₂ -Kaverne	GH ₂ -Kaverne	GH ₂ -Kaverne
Transmission	Pipeline	Pipeline	Pipeline	Pipeline
Distribution	GH ₂ -Truck	Pipeline	Pipeline	GH ₂ -Truck
Kapazität Elektrolyseure [GW _{el}]	12,48		30,41	
Kapazität Konversionsanlagen 1 [MW _{el}]	210,44	210,44	511,33	511,33
Kapazität Speicher [TWh] (bezogen auf Heizwert)	6,46		15,75	
Kapazität Konversionsanlagen 2 [MW _{el}]	0,59	151,75	368,78	368,78
Länge Transmissionsnetz [km]	10.865 292,18 -		10.865 - 12.939	
Kapazität Konversionsanlagen 3 [MW _{el}]				
Länge Distributionsnetz [km]				
Anzahl Trucks	2.127	0	0	5.177
Anzahl Tankstellen	4.440		10.747	
Durchschnittliche Tankstellenauslastung [%]	73		73	
Durchschnittliche Tankstellenauslastung [kg _{H2} /d]	728,06		732,98	

Die installierte Elektrolyseurkapazität steigt von 0,52 GW für das 1% Szenario auf 30,41 GW für das 75% Szenario an. Die installierten Kapazitäten der Konversionstechnologien sind Szenario- und Technologiepfadabhängig. Besonders hohe benötigte Kapazitäten der Konversionsanlagen ergeben sich aufgrund der Verflüssigung in den Pfaden mit LH₂-Trucks. Die Speicherkapazitäten, inklusive strategischer Reserve, belaufen sich auf 0,27 TWh für das 1% Szenario und steigen bis auf 15,57 TWh für das 75% Szenario.

In den Szenarien mit Pipeline ist die Länge des benötigten Transmissions-/Distributionsnetzes angegeben. Die Länge des Transmissionsnetzes beträgt in allen Betrachtungen circa 11.000 km. Die

Länge des Distributionsnetzes, zum Anschluss der Tankstellen, erhöht sich von 12.939 km (30 % Szenario) auf 24.260 km (75% Szenario). Die Anzahl an Trucks steigt von 125 im 1% Szenario (LH₂-Truck) auf 5.177 (GH₂-Truck) im 75% Szenario. Durch die geringeren Transportkapazitäten der LOHC Trucks im Vergleich zu den LH₂-Trucks werden für das 1% und 10 % Szenario circa doppelt so viele LOHC-Trucks wie LH₂-Trucks benötigt. Neben diesen Kenndaten sind die durchschnittlichen Tankstellenauslastungen für die Szenarien gegeben. Hier zeigt sich besonders im 1% Szenario eine deutlich geringere Auslastung als in den anderen Szenarien, was darauf schließen lässt, dass die festgelegte Tankstellenkapazität für diesen Versorgungsfall deutlich überdimensioniert ist.

Für diese Szenarien und Pfade werden nun die technologiespezifischen Beiträge zu den Wasserstoffkosten verglichen und anschließend die benötigten Überschussstrommengen zur Realisierung der Pfade sowie die verbleibenden CO₂-Emissionen als zusätzliche Bewertungskriterien hinzugezogen.

Die spezifischen Wasserstoffkosten der Pfade sind technologiespezifisch in Abbildung 5-50 dargestellt.

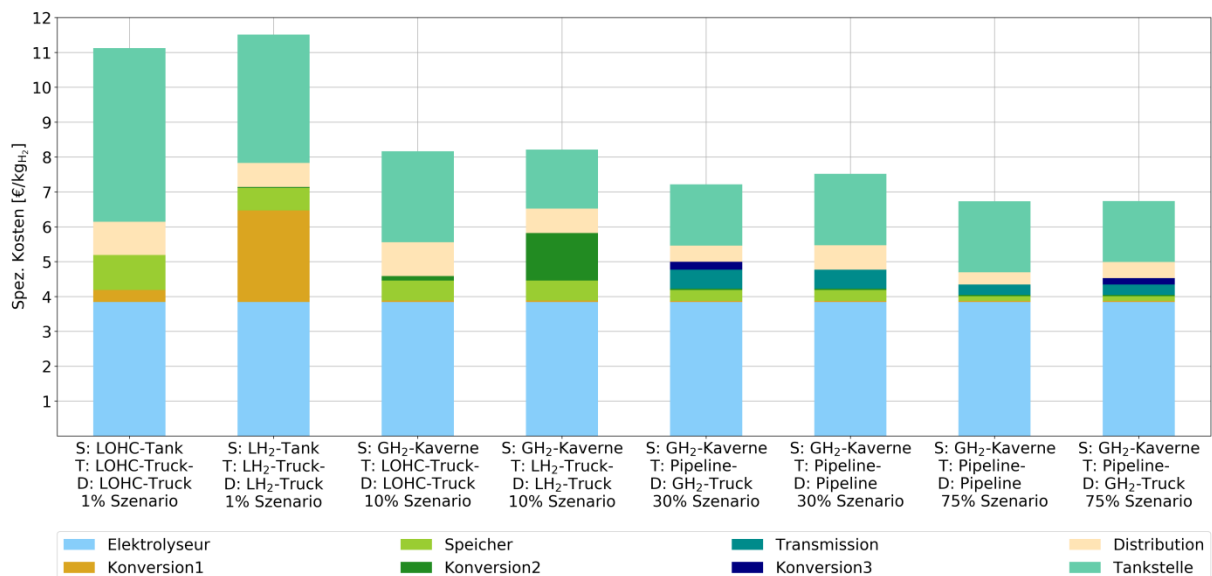


Abbildung 5-50 Spezifische Wasserstoffkosten, aufgelöst nach Komponenten, für die jeweils zwei kosteneffizientesten Pfade in den Szenarien des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“

Es zeigt sich, dass die Elektrolyseurkosten in allen Szenarien und Pfaden, abgesehen von dem 1% Szenario mit LOHC-Speicherung, den größten Anteil an den spezifischen Wasserstoffkosten mit 3,84 €/kg_{H₂} haben. Im 1% Szenario stellen die Tankstellenkosten, durch die im Durchschnitt unterausgelasteten Tankstellen, ebenfalls mit 4,98 €/kg_{H₂} (LOHC) und 3,68 €/kg_{H₂} (LH₂) einen großen Beitrag zu den Kosten. Abgesehen von Technologiepfaden mit LH₂ Trucks fallen die Kosten für die Konversionstechnologien mit unter 5% kaum ins Gewicht. In den Technologiepfaden mit LH₂ Trucks liegt der Anteil der Verflüssigung an den spezifischen Wasserstoffkosten in vergleichbarer Größenordnung zum Anteil der Tankstellen.

Die spezifischen Kosten für die Transmission und Distribution liegen in allen Fällen unter 1 €/kg_{H₂}. Diese fallen für das 75% Szenario mit Pipeline Transmission und Distribution mit 0,65 €/kg_{H₂} am niedrigsten aus. Für die Szenarien welche eine Transmission und Distribution mit LOHC Trucks vorsehen, fallen diese mit 0,97 €/kg_{H₂} (10 % Szenario) vergleichsweise hoch aus. Unter der Annahme eines geringeren maximalen Entladegrads des LOHC-Materials, welcher im Rahmen der Pfadbetrachtung bestmöglich mit 100 % abgeschätzt ist, würden sich die spezifischen Kosten für den LOHC-Transport entsprechend erhöhen.

Die Investitionssummen der ausgewählten Pfade sind in Abbildung 5-51, aufgeschlüsselt nach den jeweiligen Technologien, dargestellt.

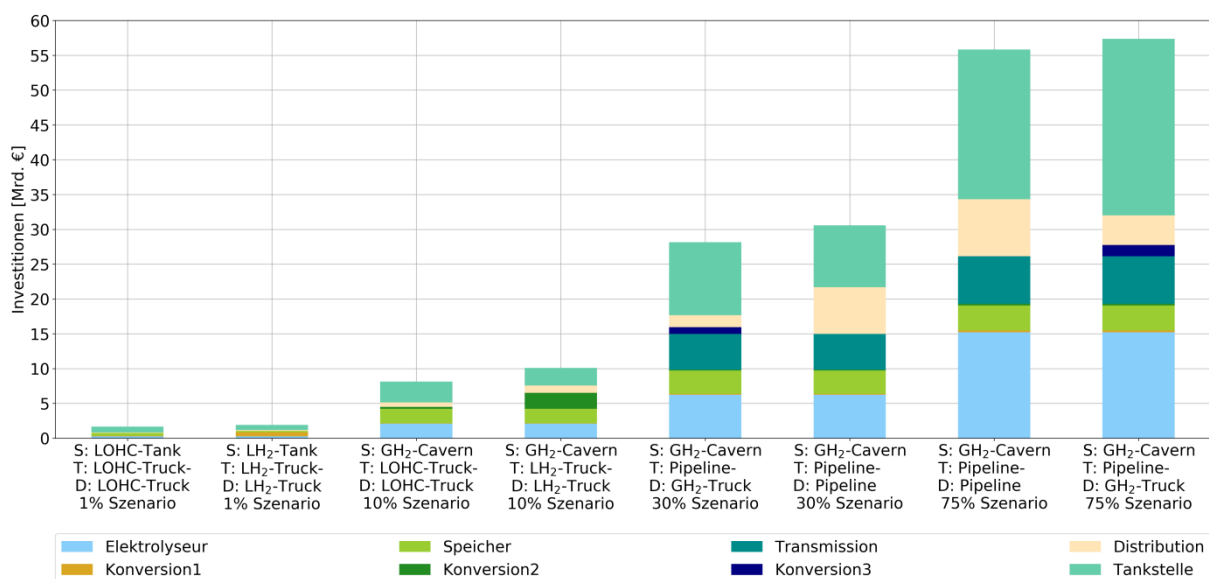


Abbildung 5-51 Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur, aufgelöst nach Komponenten, für die kosteneffizientesten Pfade in den Szenarien des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“ (deutschlandweites Szenario, NRW wird in den Szenarien 21% des jeweiligen FCEV-Flottenbestandes zugewiesen)

Grundsätzlich gehen höhere FCEV-Marktanteile mit höheren Investitionen für die benötigte Produktions- und Verteilinfrastruktur einher. In den Investitionen fallen Technologien mit niedrigeren Abschreibedauern weniger stark ins Gewicht. So ist der Kostenanteil der Elektrolyseure an den Investitionen geringer als an den spezifischen Wasserstoffkosten. Die Investitionen in die Tankstelleninfrastruktur liefern hier den größten Beitrag zu den Gesamtinvestitionen.

Der jährliche Strombedarf ist in Abbildung 5-52, aufgelöst nach den jeweiligen Technologien, dargestellt. Der Strombedarf setzt sich zusammen aus einem Anteil der durch erneuerbare Energien (Überschussstrom) und einem Anteil der durch Netzstrom gedeckt wird. Hierbei ist zu beachten, dass der Strombedarf für die Elektrolyseure generell durch Überschussstrom gedeckt wird. Netzstrom wird für die Deckung der Strombedarfe der weiteren benötigten Komponenten (Speicher, Transport, Konversion, Tankstelle) des Pfades verwendet.

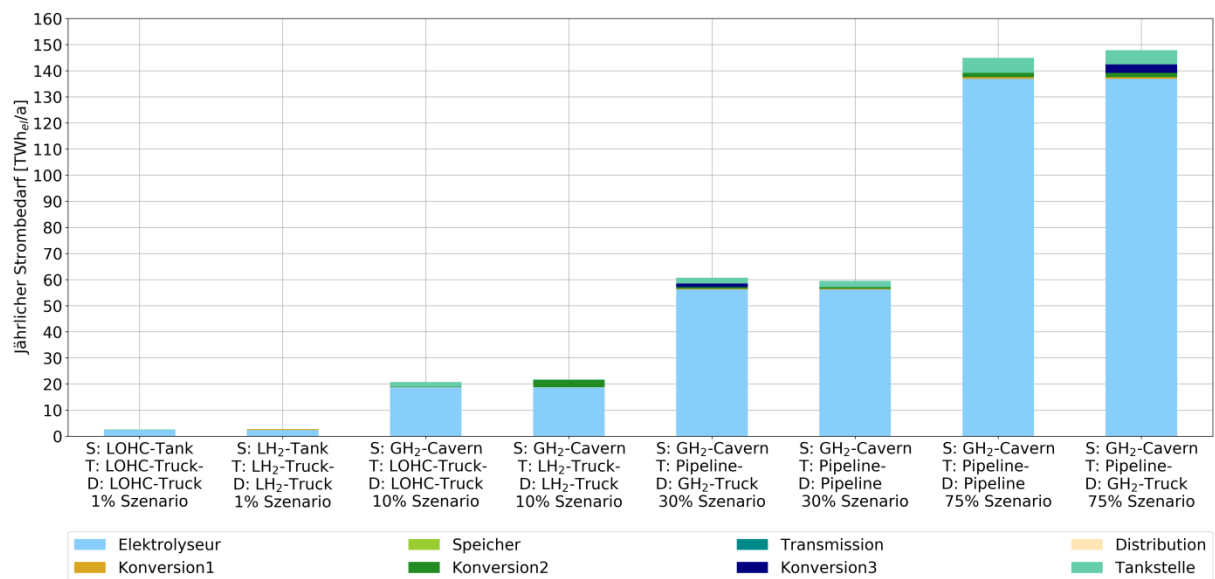


Abbildung 5-52 Strombedarf aus erneuerbaren Energien und Netzstrom, aufgelöst nach Komponenten, für die kosteneffizientesten Pfade in den Szenarien des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“ (deutschlandweites Szenario, NRW wird in den Szenarien 21% des jeweiligen FCEV-Flottenbestandes zugewiesen)

Der Strombedarf wird in allen Pfaden und Szenarien durch den Strombedarf der Elektrolyseure welcher aus erneuerbaren Energien gedeckt wird dominiert (> 85%). Der Strombedarf aus erneuerbaren Energien variiert innerhalb der betrachteten Szenarien in Abhängigkeit des Pfades und beträgt im 1% Szenario 2,37 TWh für den LOHC-Pfad bzw. 2,68 TWh für den LH₂-Pfad. Für die übrigen dargestellten Szenarien ist der Strombedarf aus erneuerbaren Energien aufgrund der einheitlichen Speicherung in GH₂-Kavernen jeweils für beide Pfade gleich: 18,84 TWh für das 10 % Szenario, 56,45 TWh für das 30 % Szenario und 137,55 TWh für das 75% Szenario.

Der Netzstrombedarf variiert je nach Technologiepfad und Szenario. Der Netzstrombedarf ist in Abbildung 5-53 noch einmal separat dargestellt.

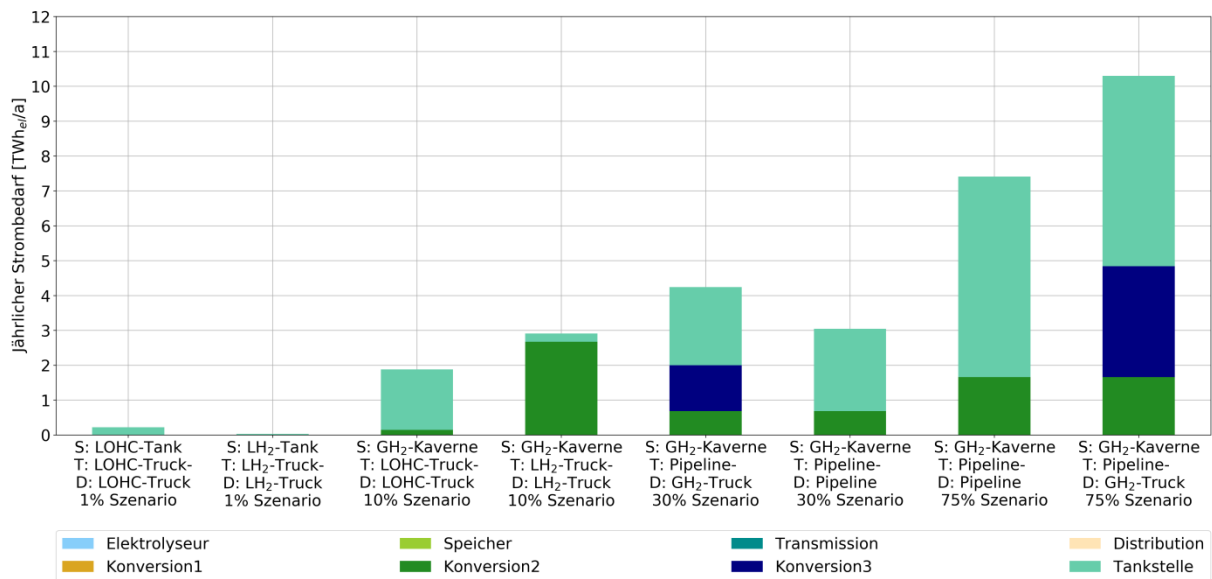


Abbildung 5-53 Netzstrombedarf, aufgelöst nach Komponenten, für die kosteneffizientesten Pfade in den Szenarien des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“ (deutschlandweites Szenario, NRW wird in den Szenarien 21% des jeweiligen FCEV-Flottenbestandes zugewiesen)

Netzstrom wird zur Ausspeicherung aus den Speichern (Konversion 2), gegebenenfalls zum Umspeichern zwischen Transmission und Distribution (Konversion 3) sowie an den Tankstellen benötigt. In den Szenarien, in welchen der Wasserstoff in gasförmiger Form an der Tankstelle anfällt (Pipeline, GH₂ Truck, LOHC Truck + Dehydrier-Einheit), wird der Strombedarf durch die Kompressoren der Tankstellen dominiert (> 50 % Anteil am Netzstrombedarf). Für die Technologiepfade mit LH₂ Anlieferung ist der Anteil der Tankstelle am Netzstrombedarf sehr gering.

In den Szenarien in denen eine Transmission mit Pipeline und eine Distribution mittels GH₂-Truck betrachtet werden, fällt ein zusätzlicher Strombedarf zum Umspeichern an (Konversion 3), dieser liegt bei ca. 31% des Netzstrombedarfs.

Auffällig ist weiterhin der hohe Strombedarf (2,67 TWh) für die Konversionstechnologie (Konversion 2) nach der Ausspeicherung im 10 % Szenario für den LH₂-Fall. Dieser wird für die Verflüssigung des Wasserstoffes nach der gasförmigen Speicherung in der Salzkaverne benötigt.

Am Beispiel des 1% und des 30 % Szenarios zeigt sich hier, dass der günstigere Technologiepfad nicht notwendigerweise auch den niedrigeren Strombedarf hat. Da der Netzstrom mit einem Emissionsfaktor von 0,148 kgCO₂/kWh in die CO₂-Bilanz der Pfade eingeht hat dies auch einen Einfluss auf die CO₂-Bilanzen der Pfade. Die spezifischen CO₂-Emissionen der Pfade sind in Abbildung 5-54 dargestellt.

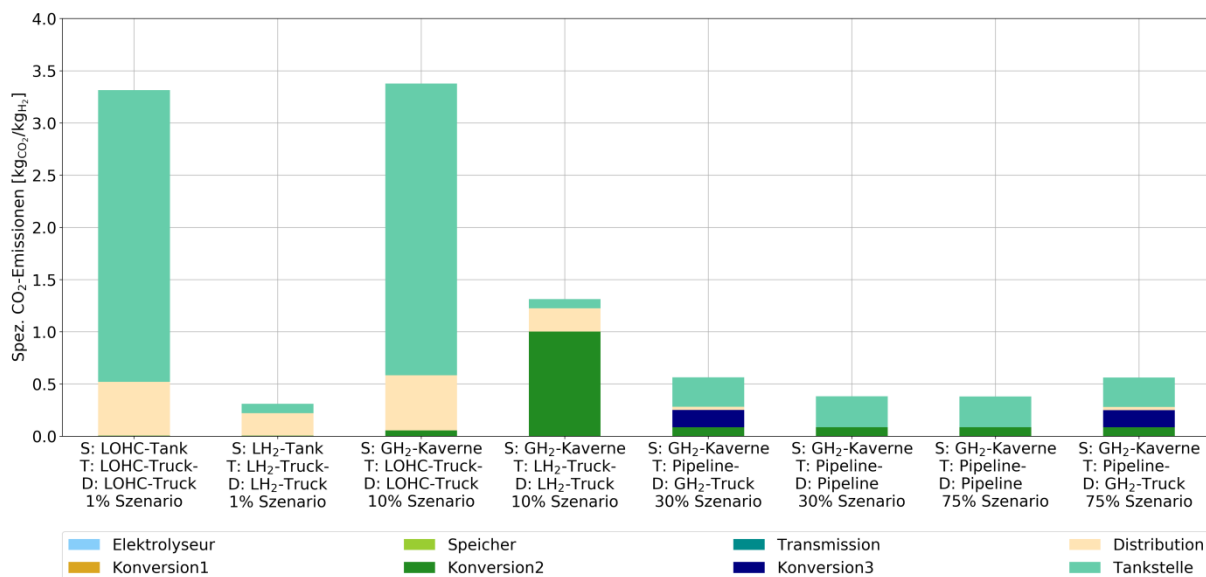


Abbildung 5-54 Spezifische CO₂-Emissionen je Kilogramm Wasserstoff, aufgelöst nach Komponenten, für die kosteneffizientesten Pfade in den Szenarien des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“ (deutschlandweites Szenario, NRW wird in den Szenarien 21% des jeweiligen FCEV-Flottenbestandes zugewiesen)

Die Emissionen liegen in den betrachteten Pfaden zwischen 0,4 und 3,4 kg_{CO₂}/kg_{H₂}. Die CO₂-Emissionen können in den Pfaden durch die Nutzung von Netzstrom (Emissionsfaktor 0,148 kg_{CO₂}/kWh_{el}), Trucktransport (Well-to-Wheel 238 g_{CO₂}/kWh) und in den LOHC Fällen durch die Nutzung von Erdgas zur Wärmeerzeugung für die Dehydrierung (Well-to-Wheel 319 g_{CO₂}/kWh) entstehen.

Durch die höheren Ladekapazitäten der LH₂-Trucks im Vergleich zu den LOHC-Trucks fallen in dem 1% und 10 % Szenario die CO₂-Emissionen durch den Trucktransport (Distribution) für den LOHC Fall um 139% höher aus. Ebenso fallen die CO₂-Emissionen an der Tankstelle durch die Dehydrierung mit Erdgas für den LOHC Fall um den Faktor 31 höher aus. Für das 10 % Szenario macht der hohe Bedarf an Netzstrom zur Verflüssigung nach der Kaverne den größten Teil der spezifischen Emissionen für den LH₂ Fall aus. Insgesamt zeigen sich so für den LH₂ Fall deutlich niedrigere Emissionen im Vergleich zum LOHC Fall bei nur geringfügig höheren spezifischen Wasserstoffkosten.

Für das 30 % und 75% Szenario zeigt sich, dass die Pfade, welche eine Transmission mittels Pipeline und eine Distribution mittels GH₂-Truck vorsehen, höhere CO₂-Emissionen haben als die Pfade mit einem reinen Wasserstofftransport über Pipelines. Dies resultiert aus dem zusätzlich benötigten Netzstrom zum Umspeichern von der Pipeline in die Trucks und durch die zusätzlichen Emissionen durch die Trucks für den Trucktransport während die Pipeline keine zusätzlichen Emissionen verursacht. Für das 30 % Szenario bedeutet dies, dass der zweitgünstigste Pfad 32% niedrigere CO₂-Emissionen ausweist als der günstigste.

Ohne Berücksichtigung der LOHC Fälle liegen die Emissionen der Pfade zwischen 0,4 und 1,3 kg_{CO₂}/kg_{H₂}. Mit der Annahme eines durchschnittlichen FCEV-Flottenverbrauchs von 0,7 kg_{H₂} auf 100 km ergeben

sich Well-to-Wheel Emissionen von 2,8-9,1 g_{CO2}/km. Diese Werte liegen deutlich unter dem Zielwert von 95 g_{CO2}/km welcher nach EU-Verordnung für Neuwagenflotten ab 2020 gilt [Bmub14]. Abbildung 5-55 zeigt die jährlichen CO₂-Emissionen für die Pfade und Szenarien.

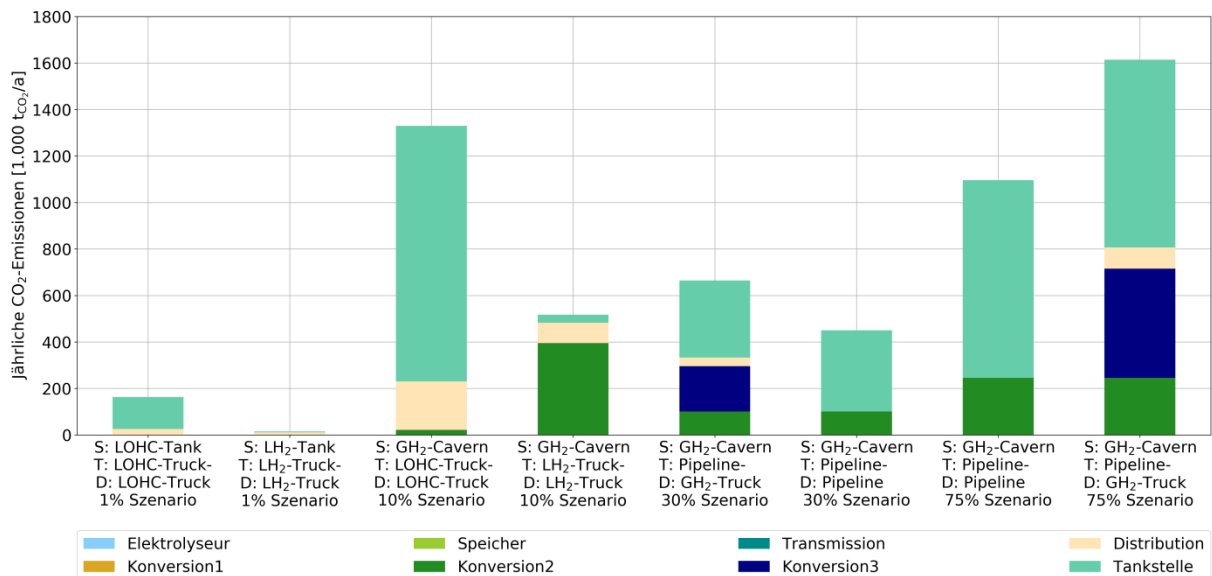


Abbildung 5-55 Jährliche CO₂-Emissionen, aufgelöst nach Komponenten, für die kosteneffizientesten Pfade in den Szenarien des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“ (deutschlandweites Szenario, NRW wird in den Szenarien 21% des jeweiligen FCEV-Flottenbestandes zugewiesen)

Tendenziell steigen die jährlichen CO₂-Emissionen mit steigendem FCEV-Flottenbestand bei der Betrachtung identischer Pfadvarianten (gleiche Wasserstoffspeicherung und gleicher Transport) an. Dies wird beim Vergleich der 30 % und 75 % Szenarien ersichtlich. Insgesamt fallen beim Vergleich der jährlichen CO₂-Emissionen die vergleichsweise hohen Emissionen der LOHC-Pfade auf. Die Emissionen im 10 % Szenario mit LOHC Transport liegen dabei sogar über den Emissionen im 75 % Szenario mit Transport per Pipeline. Um die hohen CO₂-Emissionen der LOHC-Pfade zu reduzieren, wäre eine LOHC-Dehydrierung auf Basis Erneuerbarer Energien erforderlich.

Im Vergleich zu den in Abbildung 5-55 gegebenen Emissionen beliefen sich im Jahr 2014 die gesamten CO₂-Emissionen aus dem PKW-Verkehr in Deutschland auf 153,2 Mio. t_{CO2}/a [Umwe16]. Im 75 % FCEV-Szenario liegen die CO₂-Emissionen selbst im ungünstigeren Fall bei lediglich 1,615 Mio. t_{CO2}/a. Unabhängig von der betrachteten Pfadvariante lassen sich die CO₂-Emissionen aus dem PKW-Verkehr in allen Szenarien somit deutlich reduzieren.

Die installierten Elektrolysekapazitäten, die Wasserstofftransportrouten sowie die Wasserstofftankstellen sind in Abbildung 5-56 bis Abbildung 5-59 für die verschiedenen Szenarien exemplarisch über einen Technologiepfad dargestellt.

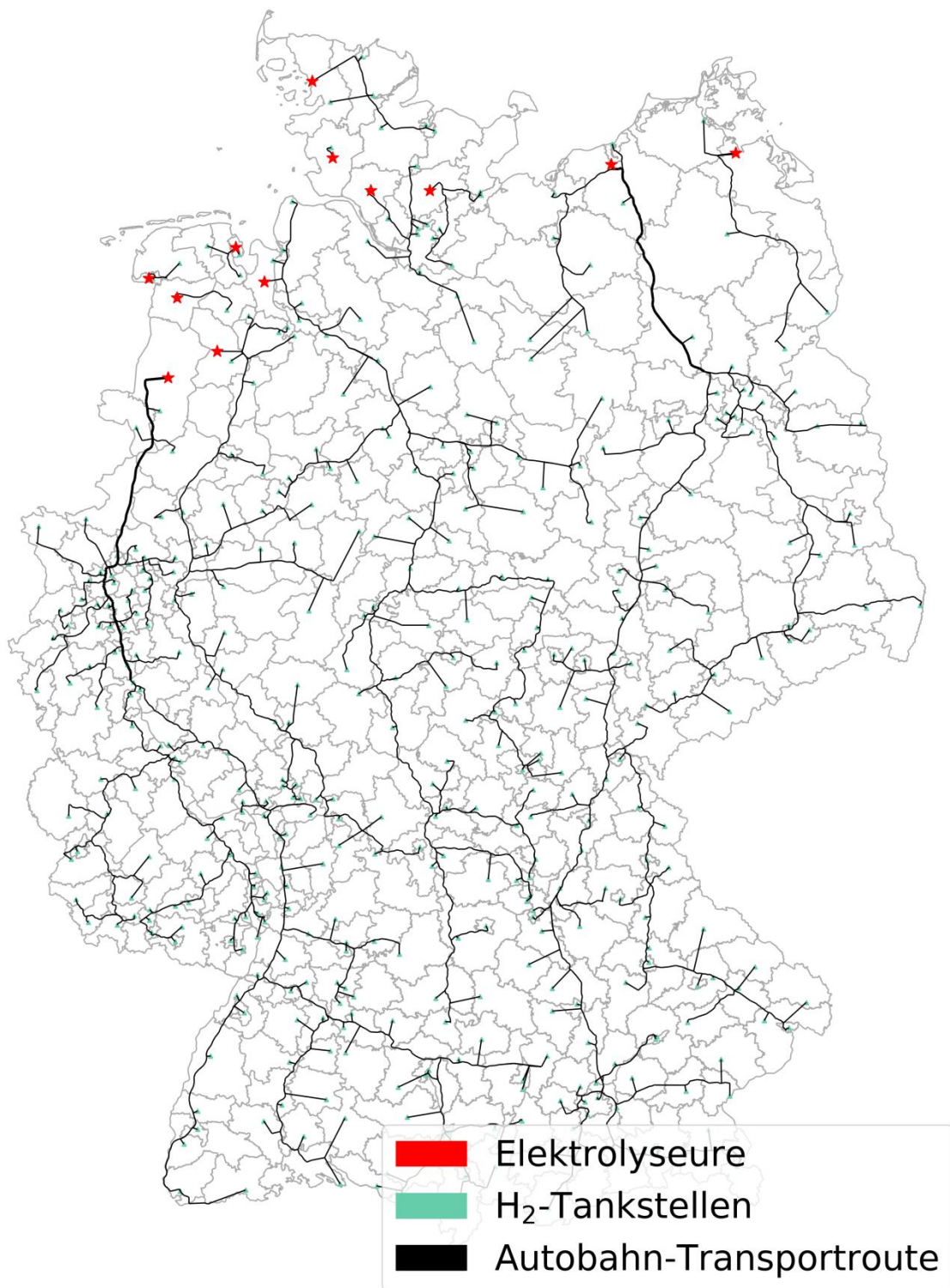


Abbildung 5-56 Exemplarische Netzwerkstruktur in dem 1% Szenario (Wasserstoff Transmission und Distribution mittels Flüssiggas-Truck) des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“

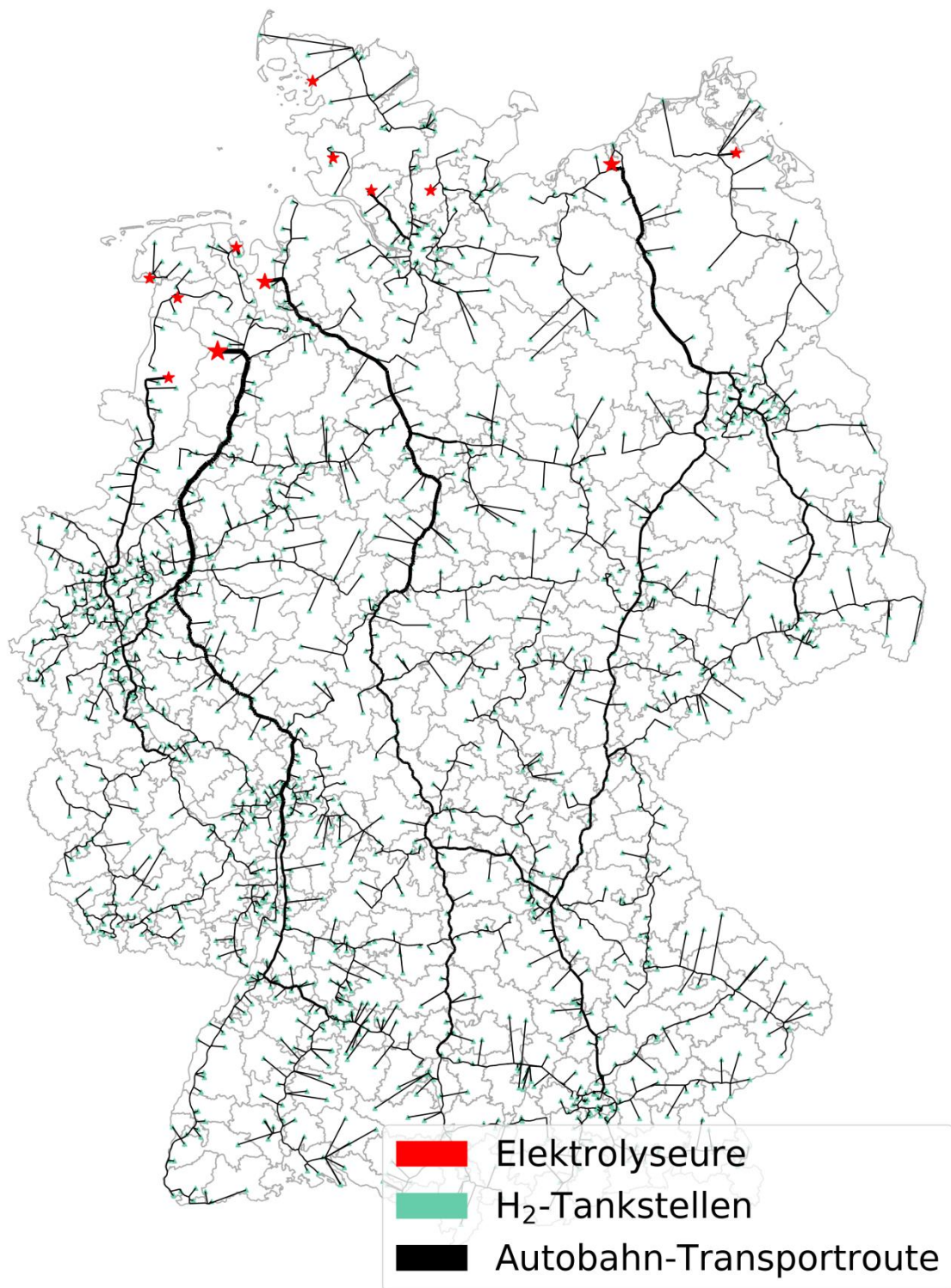


Abbildung 5-57 Exemplarische Netzwerkstruktur in dem 10 % Szenario (Wasserstoff Transmission und Distribution mittels Flüssiggas-Truck) des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“

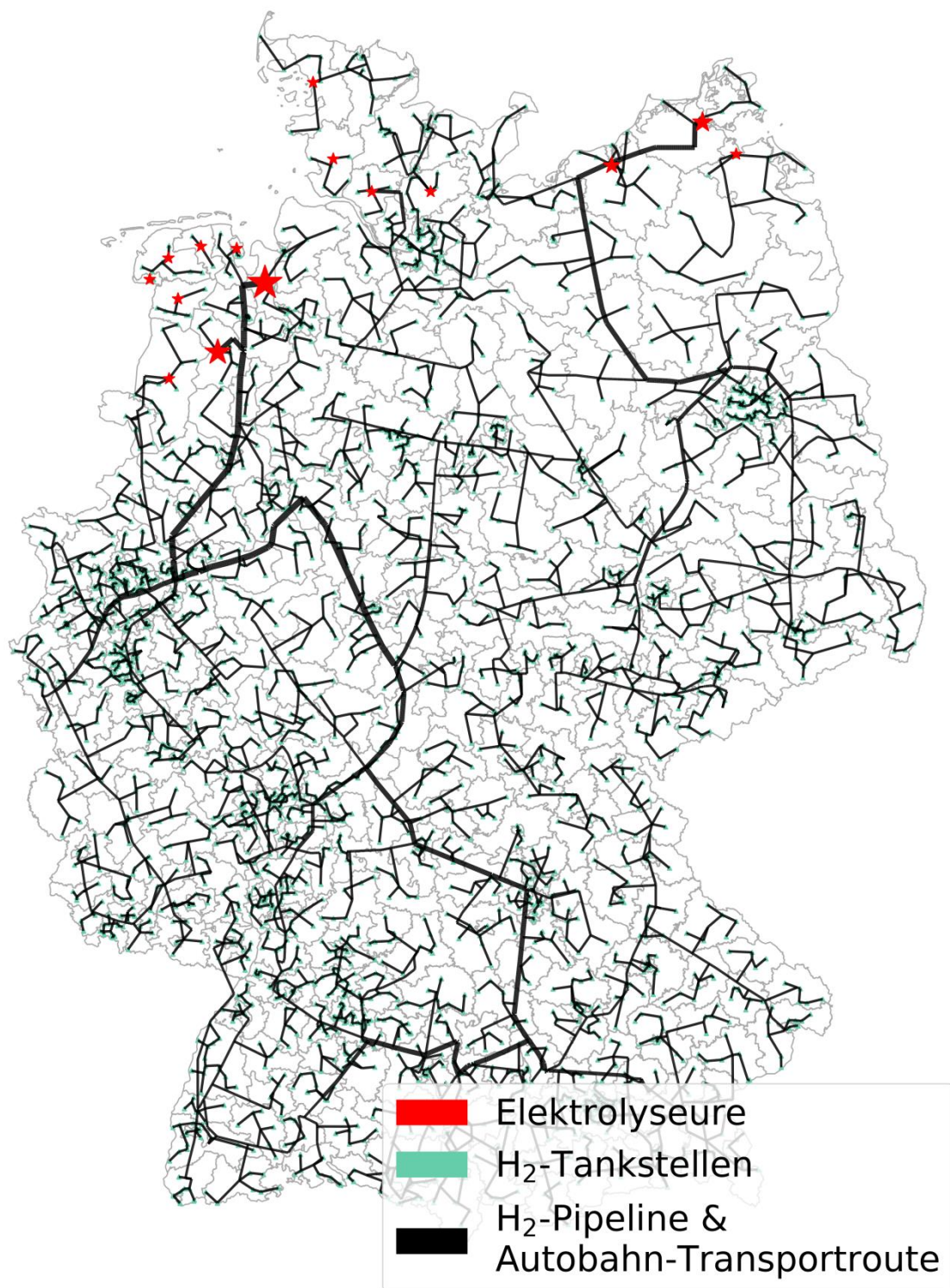


Abbildung 5-58 Exemplarische Netzwerkstruktur in dem 30 % Szenario (Wasserstoff Transmission mittels Pipeline und Wasserstoff Distribution mittels Gas-Truck) des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“

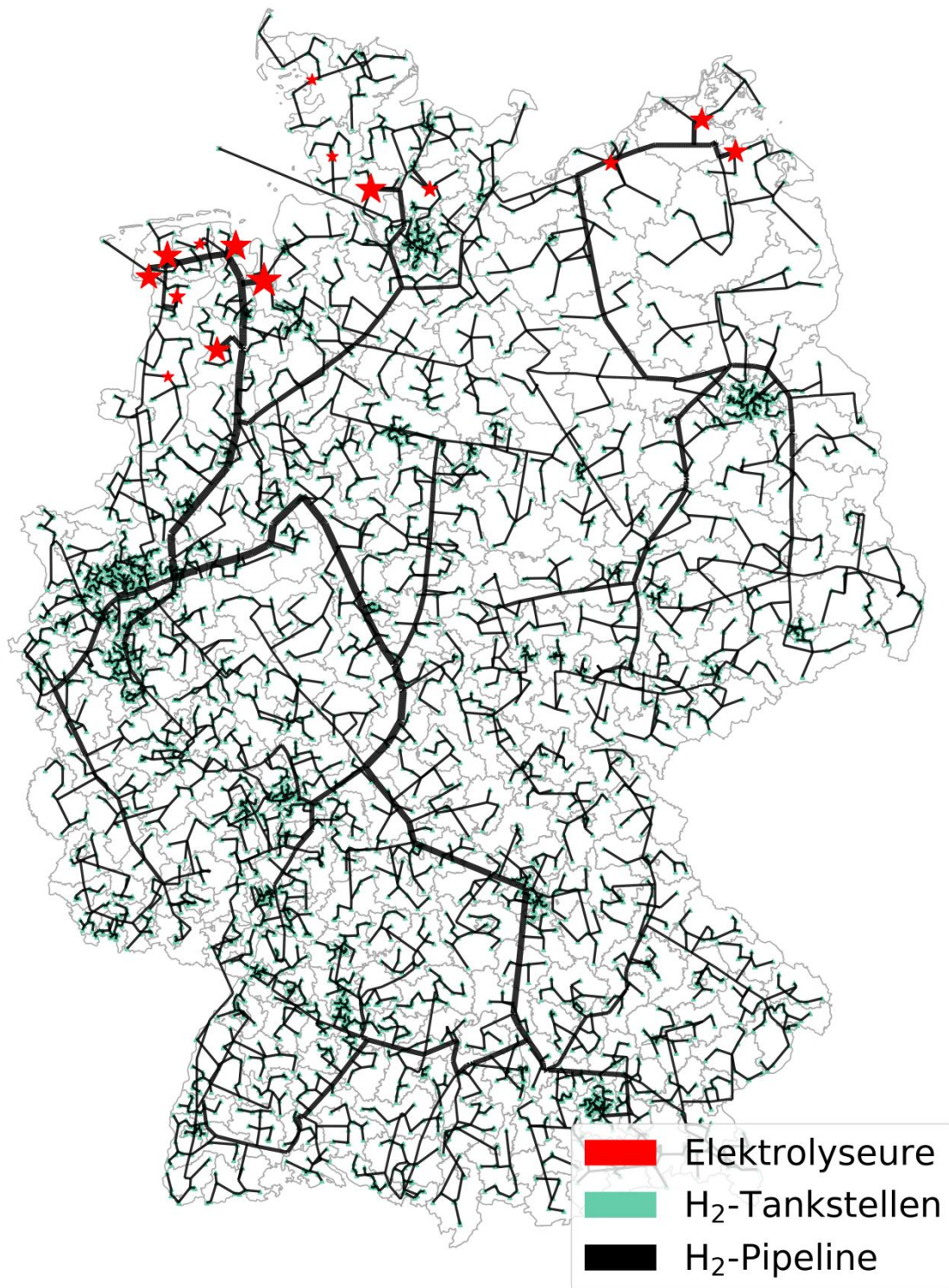


Abbildung 5-59 Exemplarische Netzwerkstruktur in dem 75% Szenario (Wasserstoff Transmission und Distribution mittels Pipeline) des Pfades „Regenerativer Wasserstoff für den Straßenverkehr“

Anhand von Abbildung 5-56 bis Abbildung 5-59 wird der Zubau an Elektrolyseurkapazität, der zunehmende Anschluss einer größeren Anzahl an Wasserstofftankstellen sowie der zunehmende Wasserstofftransport bzw. der Ausbau des Transportnetzes mit zunehmender FCEV-Marktdurchdringung ersichtlich.

Abschließend soll ein Vergleich zwischen den Szenarien und den Technologiepfaden gezogen werden.

Für das 1% FCEV-Marktdurchdringungs-Szenario ergeben sich die Transmission und Distribution mittels LOHC- oder LH₂-Trucks und einer Tankspeicherung des LOHC/LH₂ als kostengünstigste Pfadoptionen zur Versorgung des PKW-Straßenverkehrs mit regenerativem Wasserstoff.

Für das 10 % FCEV-Marktdurchdringungs-Szenario ergeben sich die Transmission und Distribution mittels LOHC- oder LH₂-Trucks und eine Speicherung von gasförmigem Wasserstoff in Salzkavernen als kostengünstigste Pfadoptionen zur Versorgung des PKW-Straßenverkehrs mit regenerativem Wasserstoff.

In beiden Szenarien weist der Transport mittels LH₂-Trucks geringfügig höhere spezifische Wasserstoffkosten auf, als der Pfad mit LOHC-Trucks zum Transport. Die LH₂ Pfade weisen in beiden Szenarien allerdings deutlich geringere CO₂-Emissionen auf. Zusätzlich wird das Straßennetz durch die höheren Speicherkapazitäten der LH₂ Trucks im Vergleich zu den LOHC Trucks weniger belastet.

Für das 30 % und 75% FCEV-Marktdurchdringungs-Szenario ergeben sich die Fälle „Transmission und Distribution mittels Pipeline“ und die „Transmission mittels Pipeline und Distribution mittels GH₂-Trucks“ mit Speicherung in Salzkavernen als kostengünstigste Pfadoptionen zur Versorgung des PKW-Straßenverkehrs mit regenerativem Wasserstoff. Für die Distribution mittels GH₂-Trucks muss dabei eine zusätzliche Belastung des Straßennetzes und für die Distribution mittels Pipeline die erforderliche zusätzliche Pipelineverlegung berücksichtigt werden.

Insgesamt werden die spezifischen Wasserstoffkosten mit einer höheren Marktdurchdringung der Brennstoffzellenautos günstiger. Zusätzlich ergeben sich mit höherer Marktdurchdringung auch größere CO₂-Einsparungspotenziale.

5.3.3.2 RISIKEN UND NOTWENDIGE BEDINGUNGEN FÜR PFADAUSBAU

Die zentrale notwendige Bedingung für den Pfadausbau in der betrachteten Ausprägung ist die Verfügbarkeit von Überschussstrommengen in Norddeutschland in ausreichender Höhe, um die Nachfrage nach regenerativem Wasserstoff aus dem Verkehrssektor in den betrachteten Szenarien decken zu können. Dies betrifft insbesondere die Szenarien die von einem hohen FCEV-Bestand ausgehen. Risiken in diesem Zusammenhang bestehen in erster Linie darin, dass die Energiewende nicht wie geplant bzw. nur stark verlangsamt stattfindet. Die grundlegende Voraussetzung ist somit, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien (insb. Wind-Onshore und -Offshore) in ausreichendem Umfang stattfindet.

In diesem Zusammenhang ist auch die allgemeine Entwicklung der Stromnachfrage zu beachten. Durch neue Stromanwendungen und durch eine verstärkte Sektorenkopplung (Stromnutzung im Wärme- und Verkehrssektor) kann der Stromverbrauch in Deutschland/NRW zukünftig stark ansteigen. Dies kann dazu führen, dass ein noch stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich wird, um die zusätzliche Stromnachfrage zu decken.

Generell ist beim Ausbau Erneuerbarer Energien eine möglichst effiziente Stromnutzung eine zentrale Voraussetzung, um den notwendigen Ausbau und die damit verbundene Flächeninanspruchnahme möglichst gering zu halten. In diesem Zusammenhang sind auch alternative Kraftstoffoptionen (batterieelektrische Mobilität, synthetische Kraftstoffe, Biokraftstoffe) zu beachten, welche sich im Wettbewerb zu Wasserstoff befinden. Die batterieelektrische Mobilität besitzt hier klare Effizienzvorteile aufgrund der deutlich effizienteren Kraftstoffbereitstellungs- und Energieumwandlungskette. Eine möglichst effiziente Nutzung von Strom im Verkehrssektor reduziert den Ausbaubedarf Erneuerbarer Energien bzw. ermöglicht eine alternative Nutzung von regenerativem Strom in anderen Sektoren.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass sich zukünftig bei der Verfügbarkeit großer Überschussstrommengen neue bzw. zusätzliche Stromnachfragen ergeben, woraus sich eine Konkurrenzsituation um die (Überschuss-)Stromnutzung ergibt. Die zukünftige Verfügbarkeit von Überschussstrom zu bestimmten Preisen ist deshalb mit erheblichen Unsicherheiten verbunden.

Aufgrund der Wettbewerbssituation zu anderen alternativen Kraftstoffoptionen besteht das generelle Risiko, dass Wasserstoff im Verkehrssektor (insbesondere im Bereich des motorisierten Individualverkehrs) national und international zukünftig keine oder nur eine eingeschränkte Rolle spielen wird. Die Entwicklung ist aktuell noch nicht absehbar und gilt analog für alle alternativen Kraftstoffoptionen. Eine notwendige Bedingung für den Pfadausbau ist daher, dass sich die Wasserstofftechnologie im Verkehrsbereich etabliert.

Um eine Versorgung von FCEV im geplanten Umfang zu ermöglichen, ist eine Voraussetzung, dass der Aufbau einer Wasserstofftransport- und -verteilinfrastruktur im jeweils benötigten Umfang stattfindet. Unsicherheiten in Bezug auf die zukünftige Wasserstoffnachfrage aus dem Verkehrsbereich können dazu führen, dass ein Infrastrukturaufbau nur verzögert bzw. nicht im erforderlichen Umfang stattfindet. In diesem Zusammenhang ist auch die Verfügbarkeit einer breiten FCEV Modellpalette eine zentrale Voraussetzung um eine entsprechende Nachfrage zu ermöglichen. Insbesondere eine niedrigere Auslastung einer Wasserstoffinfrastruktur in der Markteinführungsphase stellt ein Hemmnis für potenzielle Investoren dar.

Grundsätzliche Risiken für den Pfadausbau bestehen in Bezug auf die gesellschaftliche Akzeptanz von Wasserstoff als Energieträger im Verkehrssektor sowie den Neubau von Pipelinetrassen für den Wasserstofftransport. Um Akzeptanzprobleme möglichst zu begrenzen, wurde im Rahmen der Modellierung die Randbedingung gesetzt, dass neue Transporttrassen im Rahmen der Pfadbetrachtung in unmittelbarer Nähe zu bestehenden Transportinfrastrukturen verlaufen müssen.

Die technologischen Risiken für eine Umsetzung des Pfades werden als gering eingestuft. Alle im Rahmen der Pfadanalyse benötigten Komponenten (Elektrolyseure, Wasserstoff-Pipelines, Wasserstoff-Trailer, Wasserstoff-Speicherkavernen, Wasserstoff-Tankstellen, FCEV) sind zum Stand der Technik zu zählen und es liegen umfangreiche Betriebserfahrungen sowohl mit den einzelnen Komponenten als auch im Systemverbund vor. Durch einen verstärkten Einsatz der Komponenten/Technologien sind zudem Skaleneffekte und technologische Weiterentwicklungen zu erwarten, woraus sich große Kostensenkungspotenziale ergeben. Eine Ausnahme stellt die LOHC-Technologie dar. Hier stellt der aktuell deutlich geringere Entwicklungsstand im Vergleich zu den anderen betrachteten Transport- und Speichertechnologien einen großen Unsicherheitsfaktor dar.

5.3.4 EINORDNUNG DES PFADS IN DIE SYSTEMSICHT

Die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor stellt eine Sektorenkopplung dar und bietet die Möglichkeit Überschussstrom welcher im Stromsektor nicht genutzt werden kann in den Verkehrssektor zu integrieren. Der Strombedarf zur Bereitstellung von Wasserstoff wird in allen Pfaden und Szenarien durch den Strombedarf der Elektrolyseure welcher aus erneuerbaren Energien (Nutzung von Überschussstrom) gedeckt wird dominiert (> 85%). Der Strombedarf aus erneuerbaren Energien variiert innerhalb der betrachteten Szenarien in Abhängigkeit des Pfads und beträgt im 1% Szenario 2,37 TWh für den LOHC-Pfad bzw. 2,68 TWh für den LH₂-Pfad. Für die übrigen dargestellten Szenarien ist der Strombedarf aus erneuerbaren Energien aufgrund der einheitlichen Speicherung in GH₂-Kavernen jeweils für beide Pfade gleich: 18,84 TWh für das 10 % Szenario, 56,45 TWh für das 30 % Szenario und 137,55 TWh für das 75% Szenario. Im 75% Szenario werden somit ca. 47 % der theoretisch zur Verfügung stehenden Überschussstrommenge (293 TWh) zur Produktion von Wasserstoff für den Verkehrssektor genutzt. Ausgehend von der Last im Szenario-Jahr 2050 von 528 TWh (ohne Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor) ergibt sich im 75% Szenario eine Erhöhung der Last um 137,55 TWh. Die Gesamtlast (inkl. Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor) beträgt somit ca. 666 TWh. Der Anteil zur Versorgung von FCEV mit Wasserstoff an der Gesamtlast beträgt im 75% Szenario somit ca. 21 %.

Im Rahmen der Pfadanalyse wurde weiterhin untersucht, welchen Einfluss das zusätzliche LKW-Aufkommen auf den Autobahnen auf die Auslastung der Transportinfrastruktur ausüben könnte. Ein Vergleich mit der Transportleistung des heutigen Güterverkehrs über die Straße (Transportleistung Straßengüterverkehr 2016 Insgesamt: 471,8 Mrd. tkm [Sspc17]) legt nahe, dass das zusätzliche Güteraufkommen im Maximalfall (Ausschließlicher Transport mit GH₂-Trucks im 75% Szenario) mit 1,24 Mrd. Tonnenkilometern ein Mehraufkommen von weniger als 1 % darstellt und daher von keiner starken Belastung der Straßeninfrastruktur auszugehen ist. Um lokale auftretende Engpässe im Verkehrssystem zu bewerten, wird auf die Notwendigkeit zusätzlicher Forschungsarbeit hingewiesen.

Zur Einordnung der im Rahmen der Pfadanalyse berechneten Wasserstoffkosten werden als Benchmark Wasserstoffzielkosten betrachtet [Robi15, ROHW17], die erreicht werden müssen um

Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Kosten bereitzustellen. Unter der Annahme von Vor-Steuer-Kosten von Benzin in Höhe von 6 ct/kWh und einem Wasserstoffverbrauch der FCEV von 0,58 kg/100 km betragen die Zielkosten 27,6 ct/kWh. Unter der Annahme höherer spezifischer FCEV-Verbrauchswerte ergeben sich Zielkosten von 16,0 ct/kWh bei einem Verbrauch von 1 kg/100 km bzw. 22,9 ct/kWh bei einem Verbrauch von 0,7 kg/100 km [Robi15, ROHW17]. Die im Rahmen der Pfadanalyse berechneten Wasserstoffkosten liegen bei 20,2 ct/kWh (75% Szenario), 22,6 ct/kWh (30 % Szenario), 24,6 ct/kWh (10 % Szenario) und 34,2 ct/kWh (1% Szenario). Lediglich im 1% Szenario lässt sich die Wasserstoffbereitstellung, unter den Annahmen der Kostenanalyse und der Annahme eines Wasserstoffverbrauchs der FCEV von 0,58 kg/100 km, somit nicht wettbewerbsfähig darstellen.

5.3.5 ZUSAMMENFASSUNG UND NRW-CHANCEN MIT DIESEM PFAD

Im Rahmen der Pfadanalyse wurde der Einsatz von regenerativem Wasserstoff im PKW-Straßenverkehr für verschiedene Marktdurchdringungen von Brennstoffzellen-Fahrzeugen (Fuel Cell Electric Vehicles, FCEVs) untersucht. Im Fokus stand hierbei die Frage wie eine Wasserstoffinfrastruktur für eine vorgegebene FCEV Marktdurchdringung mit möglichst geringen Kosten ausgelegt werden kann und welches CO₂-Reduktionspotenzial damit für den Transportsektor einhergeht. Die Analyse zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur wurde als bundesländerübergreifendes Konzept auf Deutschlandebene durchgeführt und die Implikationen für Nordrhein-Westfalen explizit herausgestellt.

Grundlage für die Auslegung einer Wasserstoffinfrastruktur ist zunächst die Bestimmung der Wasserstoffnachfrage in Abhängigkeit von der FCEV-Marktdurchdringung. Die Entwicklung der FCEV-Marktdurchdringung wurde im Rahmen der Pfadanalyse szenariobasiert berücksichtigt. Insgesamt wurden vier Szenarien betrachtet, die im Zieljahr 2050 eine Bandbreite von 1 bis 75 % FCEV-Marktanteil abbilden, was einer jährlichen Produktionsmenge von 0,02 bis 2,88 Mio. t Wasserstoff entspricht.

Die auf der FCEV Marktdurchdringung basierende regionale Modellierung der Wasserstoffnachfrage hat, ausgehend von sechs als Pilotregionen gewählten Großstädten, eine geografisch sehr unterschiedliche Verteilung ergeben. Die Bundesländer mit der höchsten Nachfrage, dem größten FCEV-Anteil und dem größten PKW-Bestand sind Nordrhein-Westfalen, Bayern und Baden-Württemberg. Von der auf Ebene der Landkreise/Städte aufgelösten Wasserstoffnachfrage wurden in einem nächsten Schritt der Standort und die Absatzmenge der Wasserstofftankstellen auf Basis der heute bestehenden (konventionellen) Tankstelleninfrastruktur bestimmt. Die Wasserstofftankstellenstandorte verteilen sich gemäß der regionalen Nachfragemenge auf die 402 Landkreise/Städte in Deutschland. Die Szenarien mit hohen FCEV-Marktdurchdringungen führen dabei zu einer wirtschaftlichen Auslastung der Tankstellen von durchschnittlich ca. 73 %, während eine

einprozentige Marktdurchdringung keine ausreichende Tankstellenauslastung (durchschnittlich ca. 32 %) ermöglicht.

Die benötigten Wasserstoffproduktionsstandorte wurden aufbauend auf einem zugrundeliegenden Energieszenario festgelegt. Der im Energieszenario beschriebene Ausbau von erneuerbaren Energien führt zur Produktion von erheblichen Mengen von Überschussstrom, die sich auf bis zu 293 TWh im Szenario-Jahr 2050 summieren können. Mit Hilfe von Power-to-Gas-Verfahren kann ein Teil dieser Strommenge zur Produktion von regenerativem Wasserstoff genutzt werden. Dieser kann als Kraftstoff von Brennstoffzellenfahrzeugen eingesetzt werden und zur CO₂-Emissionsreduktion im Straßenverkehr beitragen. Anhand einer räumlich aufgelösten Analyse zur Verfügbarkeit von Überschussstrommengen wurden Regionen in Norddeutschland identifiziert, die sich aus ökonomischer Perspektive als Elektrolyseurstandorte zur Wasserstoffproduktion eignen.

Darauf aufbauend wurde standortgenau die benötigte Infrastruktur mit allen Komponenten von der Wasserstoffproduktion bis zu den Tankstellen (inkl. Umwandlungs-, Transmissions- und Speichertechnologien) ausgelegt. Die Wasserstoff-Supply-Chain wurde entlang von definierten Versorgungspfaden im Infrastrukturmodell für die verschiedenen Szenarien zur FCEV-Marktdurchdringung für das Jahr 2050 modelliert. Als mögliche Pfadoptionen wurden dabei eine Kombination verschiedener Speichersysteme (Salzkavernenspeicher, LH₂-Tank, LOHC-Tank) und Transportoptionen (Pipeline, GH₂-, LH₂-, LOHC-Truck) sowohl für die Transmission als auch die Distribution berücksichtigt. Die Auslegung der Wasserstoff-Supply-Chain, in welcher die Produktionsstandorte mittels Transporttechnologien mit den Wasserstofftankstellenorten verbunden werden, erfolgt mittels einer mehrstufigen Simulation in Python. In diesem Rahmen wurden auch die einzelnen Technologiekomponenten dimensioniert.

Die Ergebnisse der Pfadanalyse zeigen, dass die kostengünstigste Bereitstellung von Wasserstoff bei hohen Nachfragemengen (30 und 75 % FCEV-Anteil) über die Kombination von Kavernenspeichern und Pipelinetransport zu realisieren ist. In Szenarien mit geringeren Nachfragemengen sind hingegen Technologiepfade mit LH₂- und LOHC-Truck-Transport die kosteneffizientesten Optionen. Im Szenario mit 1 % FCEV-Anteil verdrängen zudem LH₂- und LOHC-Speichersysteme die Kavernenspeicher als günstigste Speicheroption. Insgesamt ist die Kostendifferenz zwischen den beiden günstigsten Technologiepfaden in allen Szenarien mit maximal 5 % relativer Abweichung jedoch zu gering, sodass mit den spezifischen CO₂-Emissionen ein zweites Bewertungskriterium hinzugezogen wurde. Die Well-to-Tank Analyse hat zu dem Ergebnis geführt, dass LOHC-basierte Pfade bedingt durch den Einsatz von Erdgas in der Dehydrierung die höchsten CO₂-Emissionen (1,38 bis 3,42 kg_{CO2}/kg_{H2}) verursachen und der LH₂-Pfad mit Speicherung und Transport zu niedrigeren Emissionen führt (0,32 bis 1,3 kg_{CO2}/kg_{H2}). Die folgenden Kombinationen aus Speicher- und Transporttechnologie wurden als die unter ökonomischen wie ökologischen Gesichtspunkten sinnvollsten Pfade identifiziert:

- im 75%-Szenario: GH₂-Kaverne, Pipeline-Transmission & -Distribution mit WTT-Emissionen von 0,38 kg_{CO2}/kg_{H2} und spez. Kosten von 6,73 €/kg_{H2}

- im 30 %-Szenario: GH₂-Kaverne, Pipeline-Transmission & -Distribution mit WTT-Emissionen von 0,38 kg_{CO2}/kg_{H2} und spez. Kosten von 7,52 €/kg_{H2}
- im 10 %-Szenario: GH₂-Kaverne, LH₂-Truck-Transmission & -Distribution mit WTT-Emissionen von 1,31 kg_{CO2}/kg_{H2} und spez. Kosten von 8,21 €/kg_{H2}
- im 1 %-Szenario: LH₂-Tank, LH₂-Truck-Transmission & -Distribution mit WTT-Emissionen von 0,32 kg_{CO2}/kg_{H2} und spez. Kosten von 11,41 €/kg_{H2}

Für die verschiedenen Szenarien zeigt sich eine klare Tendenz der Kosten für Transportpfade mit und ohne Pipeline. Für geringe FCEV-Marktdurchdringungen zeigen sich Transportpfade mit Trucks hinsichtlich der Kosten als vorteilhaft. Mit steigendem Marktanteil wird zunächst ein Transportsystem bestehend aus Transmission mit Pipeline und Distribution mit GH₂-Trucks günstiger, bis sich in den Szenarien mit sehr hohen FCEV-Marktanteilen die Transmission und Distribution mit Pipelines unter Kostengesichtspunkten durchsetzt.

Ausgehend von den beschriebenen Technologiepfaden wurde das CO₂-Reduktionspotenzial bestimmt, das durch den Einsatz von FCEVs im Straßenverkehr bis 2050 erreicht werden kann. Es zeigte sich, dass ein 75%-iger FCEV-Marktanteil das Potenzial hat, die CO₂-Emissionen aus dem PKW-Verkehr im Jahr um 78,9 Mio. t_{CO2} zu senken, was einer Reduktion der CO₂-Emissionen von 73,9% gegenüber den Werten von 2014 entspricht.

Zusammenfassend lässt sich schlussfolgern, dass die spezifischen Wasserstoffkosten mit einer höheren FCEV Marktdurchdringung günstiger werden. Zusätzlich ergeben sich mit höherer Marktdurchdringung auch größere CO₂-Einsparungspotenziale.

Chancen, welche sich durch den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung des Straßenverkehrs ergeben, sind neben dem primären Ziel der Integration erneuerbarer Energien in den Verkehrssektor und der damit einhergehenden Reduktion der Emissionen, in einer weitergehenden Nutzung der Wasserstoff-Infrastruktur zur Deckung von Energienachfragen in anderen Sektoren und für potenzielle Power-to-Hydrogen-to-X Anwendungen inkl. Langzeitspeicherung zu sehen. Durch die Nutzung von Wasserstoff in FCEV können sowohl THG-Emissionen als auch NO_x-Emissionen und Feinstaubemissionen deutlich reduziert werden. Eine weitgehend emissionsfreie Mobilität kann insbesondere in den Großstädten in NRW einen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung der Luftqualität leisten.

Durch eine weitergehende Nutzung der Wasserstoff-Infrastruktur können sich einzel- und volkswirtschaftliche Vorteile ergeben. Eine weiterführende Nutzung von regenerativem Wasserstoff in anderen Sektoren kann zudem einen wesentlichen Beitrag zum Erreichen der Ziele der Energiewende liefern. Durch die vergleichsweise einfache Möglichkeit der großtechnischen Wasserstoffspeicherung in Kavernen können fluktuierend anfallende Überschussstrommengen bedarfsorientiert dem Verkehrssektor in Form von Wasserstoff zur Verfügung gestellt werden. Die großtechnische Wasserstoffspeicherung leistet zudem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit im

Verkehrsbereich und in anderen Sektoren. Weiterhin können sich Synergieeffekte im Bereich der großtechnischen Wasserstoffspeicherung ergeben, wenn Speicherkapazitäten für verschiedene Einsatzbereiche genutzt werden. Eine denkbare Kombination besteht in der Wasserstoffspeicherung zur Rückverstromung (Langzeitspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien) und der Nutzung im Verkehrssektor. Die Rolle einer sektorenkoppelnden, großtechnischen Wasserstoffspeicherung ist in weiterführenden Studien genauer zu untersuchen.

5.4. PFAD 4: H₂-BASIERTE SYNTHESPRODUKTE FÜR VERKEHR UND INDUSTRIE

bearbeitet durch: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT

Power-to-Products-Verfahren nutzen Strom, um industrielle Produkte herzustellen. Dabei sind sogenannte „Carbon-Capture-and-Utilisation-(CCU)-Verfahren“, die mit Hilfe von elektrischem Strom Wasserstoff erzeugen und diesen mit CO₂ umsetzen, von besonderer Bedeutung, um zukünftig chemische Grundstoffe oder chemische Energiespeicher herzustellen.

Bei der Herstellung von Chemikalien aus CO₂, kommt es darauf an, dass die hergestellten Produkte in die erdölbasierten Produktionsstrukturen der chemischen Industrie integrierbar sind und nicht vollkommen neue Synthesestammbäume und Produktionskapazitäten erfordern. Vor diesem Hintergrund ist die Herstellung von Alkoholen von besonderem Interesse, da sich aus ihnen weitere Produkte herstellen lassen.

Zur Identifizierung und Bewertung möglicher Produkte werden in der vorliegenden Pfadanalyse Produkttrouten mit Primär- und Folgeprodukten vorgestellt. Die vertiefenden Betrachtungen orientieren sich beispielhaft an der Ethanolroute, für die Marktpreise und Marktvolumina beschrieben und bewertet werden. Unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen lassen sich gute Produktions- und Abnehmerstrukturen für Ethen als Zielprodukt identifizieren. Ergänzend wurde eine Abschätzung vorgenommen, wieviel elektrischer Strom zur Herstellung chemischer Produkte aus CO₂ benötigt wird.

Die Nutzung von Stromüberschusskapazitäten in der Produktion wird als „Power-to-X“ oder auch „Power-to-Products“-Konzept bezeichnet. Zur besseren Lesbarkeit wird im Folgenden nur der Begriff Power-to-Products verwendet. Power-to-Products-Konzepte unterscheiden sich grundsätzlich von Power-to-Heat oder Power-to-Gas Konzepten, da bei den letzteren mit Wärme, Wasserstoff oder Methan konkrete Zielprodukte gegeben sind. Power-to-Products-Konzepte sind dagegen zunächst produktoffen und die Frage nach geeigneten Produkten stellt eine zu lösende Aufgabenstellung dar. Die Vorgehensweise bei einer Power-to-Products-Pfadanalyse unterscheidet sich deshalb auch von einer Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Pfadanalyse.

Für Power-to-Products-Verfahren kommen verschiedene Ansätze in Frage, die in dem in Abbildung 5-60 dargestellten „3-Säulen-Konzept“ gezeigt werden. Die erste Säule umfasst die direkte Verwendung von Strom für energieintensive Prozesse. Voraussetzung hierfür ist, dass der Betrieb der Prozesse flexibel erfolgen kann. Konkret bedeutet dies, dass die Verfahren bei Vorliegen von Überschusskapazitäten in Volllast und zu anderen Zeiten entweder abgestellt oder in Teillast bzw. bivalent (bspw. Wechsel zwischen Gas und Strom bei der Wärmebereitstellung) betrieben werden. Die zweite Säule umfasst Verfahren, mit denen Ressourcen erschlossen werden können, deren Aufarbeitung bisher nicht wirtschaftlich war. Dabei kann es sich beispielsweise um geologische Lagerstätten mit vergleichsweise geringem Gehalt an Seltenen Erden, Metallschlacken oder um Abfälle

handeln, die bisher nicht als Rohstoffquelle genutzt wurden, da ihre Aufarbeitung einen zu hohen Energieaufwand erforderte.

Die dritte Säule beinhaltet „Carbon-Capture-and-Utilisation-(CCU)-Verfahren“, die mithilfe von elektrischem Strom Wasserstoff erzeugen und diesen mit CO₂ zu chemischen Grundstoffen oder chemischen Energiespeichern bzw. Treibstoffen umsetzen. Unter CCU-Verfahren werden Verfahren verstanden, die in der Regel eine Abtrennung von CO₂ aus stationären Punktquellen¹⁹ wie Kalk-/Zementanlagen, Stahlwerken, Biogasanlagen sowie ggf. Kraftwerken vorsehen und das abgeschiedene CO₂ anschließend zu Produkten verarbeiten. Dabei sind unterschiedliche CO₂-Konzentrationen und Gasreinheiten zu beachten. CCU-Verfahren grenzen sich zu Carbon-Capture-and-Storage-(CCS)-Verfahren ab, indem sie abgetrenntes CO₂ verwerten und es nicht wie CCS-Verfahren in geologischen oder maritimen Systemen deponieren.

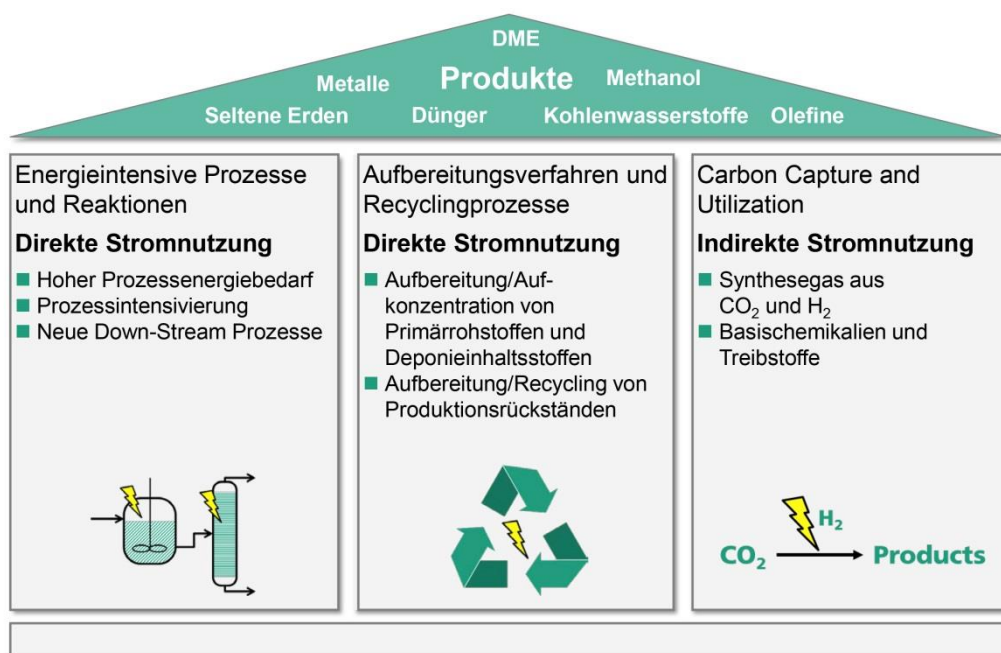


Abbildung 5-60 Die drei Säulen des Power-to-Products-Konzepts [MDDG17]

Die folgenden Gleichungen skizzieren die grundsätzliche Vorgehensweise, die heute bei Power-to-Products-Konzepten verfolgt wird, um beispielsweise aus CO₂ die Basischemikalie und den potenziellen Treibstoffzusatz Methanol (CH₃OH) herzustellen.

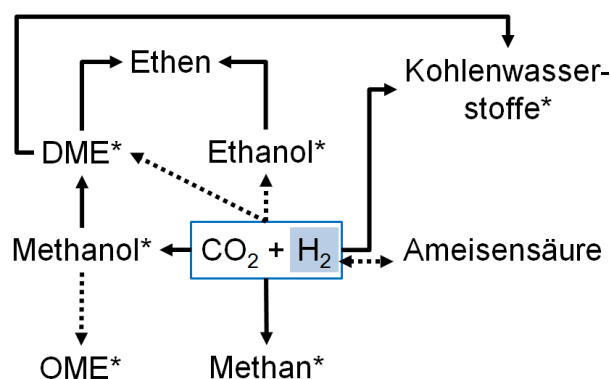


¹⁹ Abscheideverfahren für CO₂ aus der Luft sind hier aufgrund der geringen Konzentration nicht berücksichtigt; eine Übersicht zu möglichen CO₂-Quellen gibt [Baza17]

Auf den ersten Blick gleicht die Vorgehensweise dem Power-to-Gas-Konzept, da zunächst durch Elektrolyse Wasserstoff erzeugt wird, der anschließend in einem chemisch-katalytischen Schritt statt zu Methan zu Methanol umgesetzt wird. Ziel des Power-to-Gas-Konzeptes ist es jedoch, regenerative Energie zu speichern, während Power-to-Products-Konzepte auch das Ziel haben können, eine vermarktbare Basischemikalie herzustellen. Die ökonomische Bewertung des Umwandelungsschritts von Wasserstoff zu Methan orientiert sich deshalb hauptsächlich am Wert der gespeicherten Energie und ist direkt an energetische Umwandlungsverluste gekoppelt. Bei der Herstellung von Basischemikalien können diese Umwandlungsverluste jedoch ggf. wirtschaftlich kompensiert werden, wenn ein Produkt hergestellt wird, das einen höheren Marktpreis erzielt als Wasserstoff.

5.4.1 POWER-TO-PRODUCTS: CHEMISCHE ENERGIESPEICHER

In Abbildung 5-61 sind verschiedene Produkte, die als energiereiche Komponente in Speichersystemen mit Wasserstoff und CO_2 und/oder als Grundchemikalie verwendet werden können, dargestellt. Da auch Wasserstoff selbst als energiereiche Speicherkomponente verwendet werden kann, was mit den geringsten Energieverlusten verbunden ist, müssen alle anderen Speicheroptionen mit der direkten Wasserstoffnutzung verglichen werden. Molekularer Wasserstoff wird deshalb im Folgenden ebenfalls in seiner möglichen Rolle als Speichersystem beschrieben. Wichtige Vergleichsparameter neben Energieverlusten sind beispielsweise die Energiedichte, Lager- und Transportbedingungen sowie die Eignung als Treibstoff. Einzelne Produkte können zu Folgeprodukten weiterverarbeitet werden. So ist Dimethylether (DME) ein mögliches Folgeprodukt von Methanol. Ausgewählte Produkt- und Speicheroptionen werden im Folgenden beschrieben. Dabei wird auch der Entwicklungsstand der Verfahren („*Technology Readiness Level*“ (TRL)) beschrieben. Hierbei wird hauptsächlich auf Angaben der von Bazanella und Ausfelder verfassten und im August 2017 erschienenen Studie der DECHEMA zurückgegriffen [Baza17]. Einen zusammenfassenden Überblick gibt Tabelle 5-33.



*: als Treibstoff oder Treibstoffzusatz verwendbar

Abbildung 5-61 Produkte und Speichersysteme auf Basis von CO_2 . Eigene Darstellung Fraunhofer UMSICHT.

Tabelle 5-33 Vergleich unterschiedlicher Speichersysteme und Produktionsoptionen

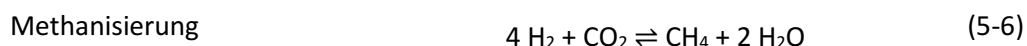
Systemkomponente	Energiedichte gravi- metrisch [MJ/kg]	volumetrisch [MJ/L]	Treib- stoff	TRL	Marktpreis [€/t]	Infrastruktur vorhanden
Wasserstoff	120 ²	0,01 (Gas) ² 9 (liq. 20,4 K) ²	~	7-9 ¹		--
Methan	50 ²	0,04 (Gas) ² 21 (liq. 111 K) ²	ja	6-7 ¹		++
Flüssige Kohlenwasserstoffe ²	43 ²	35 ²	ja	5-7 ¹	400-430	++
Ethanol	27 ²	21 ²	ja	3 ⁷	610 ^j	+
Methanol	20 ²	16 ²	ja	7 ¹	460 ^j	+/-
DME	32 ³	21 ^f	ja	3-4 ¹		+/-
Ethen	48		nein	3-4 ^{1m} 8-9 ^{1,h}	1190 ^g	++
OME	18 ^{a,4}	19 ^e	ja	3-4 ⁷		++
Ameisensäure	6 ^c 5 ^b	7 ^c 6 ^b	nein	3 ⁷	510-600 ^k	-

¹[Baza17], ²[Schü11], ³[MüHü00], ⁴[BSSH10], ⁵[HVJP00], ⁶[LBGJ10], ⁷eigene Bewertung

^a (50 % n=3, 50 % n=4), ^b in Ameisensäure sind 0,052 kg/L bzw. 43 g/kg Wasserstoff enthalten [LBGJ10]; ^b bei einer spezifischen Energiedichte für Wasserstoff von 120 MJ/kg [Schü11] ergibt sich eine auf den enthaltenen Wasserstoff bezogene volumetrische Energiedichte von 6,24 MJ/L und eine gravimetrische Energiedichte von 5,16 MJ/kg; ^c berechnet aus der Dichte von 100 %iger Ameisensäure von 1,2215 kg/L und dem Heizwert von 254,8 kJ/mol [HVJP00]; ^d Heizwert; ^e 1,024 für n=3/1,067 für n=4 [BSSH10]; ^f berechnet aus gravimetrischer Dichte und Dichte von 0,6683 kg/L [MüHü00]; ^g elektrokatalytische Route; ^h Methanol-to Olefin-Route; ⁱ Wasserstoffausbeute: Wasserstoffanteil, der bei stöchiometrischer Ausbeute im Zielmolekül gebunden wird und nicht durch die Bildung von Reaktionswasser verloren geht (die Bildung von Nebenprodukten ist hier nicht berücksichtigt); ^j Europäische Marktpreise 2017, ICIS Chemical Business; ^k Preis 2014, aus: Aligoli Amir Nazmi Afshar, TranTech Consultants; ^l Preis für Hexan 2016, aus ICIS News Europe hexane prices slightly firmer on gains upstream; ^m Preis Saudiarabien 2017, Oil & Petrochemicals Monthly - Global Oil And Gas

CO₂/Methan

Die Erweiterung des Power-to-Gas-Konzepts sieht eine katalytische Umsetzung des Wasserstoffs mit CO₂ zu Methan vor.



Methan kann als Energieträger über das vorhandene Erdgasnetz verteilt werden. Eine Möglichkeit besteht darin, das regenerativ erzeugte Methan zur Rückverstromung in Strommangelsituationen zu verwenden, während eine andere Option die Verwendung als Treibstoff in Erdgasfahrzeugen vorsieht

[Otte13]. Durch die hohen Reinheitsanforderungen an die Ausgangsstoffe hat das hergestellte Methan ebenfalls eine hohe Reinheit und enthält nur CO₂, Wasserstoff, Wasser und höhere Kohlenwasserstoffe als Verunreinigungen [Baza17]. Die Methanisierung ist jedoch mit dem Nachteil verbunden, dass die Hälfte des eingesetzten Wasserstoffs für die Bildung von Wasser verloren geht.

Neben der chemischen ist auch eine biotechnologische Methanisierung möglich, allerdings sind hier nur deutlich geringere Umsatzraten möglich als beim chemischen Verfahren. Die Power-to-Gas-Technologie befindet sich in der Demonstrationsphase. Eine Übersicht zu aktuellen Projekten findet sich auf der Homepage der Deutschen Energie-Agentur [Dena17]. Bazanella gibt für die Methanisierung von CO₂ einen TRL von 6-7 an [Baza17].

CO₂/Methanol

Die Reaktion von Wasserstoff mit CO₂ zu Methanol wurde bereits oben beschrieben. Die Reaktion kann zweistufig, d. h. durch Umwandlung von CO₂ in CO (Reverse Wassergas-Shift-Reaktion) mit anschließender Hydrierung von CO zu Methanol oder einstufig durch direkte Hydrierung von CO₂ erfolgen.

Zweistufige Methanolsynthese: $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$ (5-7)

$\text{CO} + 2 \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_3\text{OH}$ (5-8)

Direkte Methanolsynthese: $3 \text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$ (5-9)

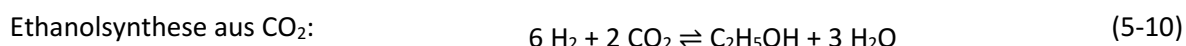
Aktueller Stand der Technik ist die Hydrierung von Synthesegasen mit hohem CO Anteil; zur direkten Hydrierung von CO₂ werden aber bereits mehrere Pilotanlagen betrieben und Katalysatoren für die direkte Methanolsynthese sind kommerziell erhältlich. Ein Überblick über aktuelle Pilotprojekte findet sich bei Bazanella [Baza17]. Er gibt einen TRL von 7 für die Technologie an.

Methanol ist heute bereits eine wichtige Basischemikalie, die das Potenzial hat, Ausgangsmaterial für komplexe chemische Produktlinien zu werden. Es kann grundsätzlich als Treibstoff und Treibstoffzusatz für Verbrennungsmotoren verwendet werden [BeRO15]. Bei Benzin sind Volumenanteile bis 3 % normkonform; moderne Verbrennungsmotoren vertragen einen Methanolanteil von bis zu 20 % [Ausf15]. Eine Verstromung in Brennstoffzellen kann entweder direkt in einer Methanolbrennstoffzelle (DMFC) oder nach Dampfreformierung zu Wasserstoff in einer Wasserstoffbrennstoffzelle erfolgen [Schü11]. Da Methanol flüssig ist, kann es leicht transportiert werden. Ein Einsatz als Energiespeicher wird durch seine Toxizität erschwert [SPSS12].

CO₂/Ethanol

Im Gegensatz zu Methanol wurde die Herstellung von Ethanol aus Synthesegas noch nicht industriell realisiert. Ethanol wird heute hauptsächlich durch Fermentation von Biomasse erzeugt, die auch zur Nahrungsmittelproduktion verwendet werden kann. Da Synthesegas grundsätzlich auch aus lignozellulosehaltigen Biomassen (Stroh, Holzreste, Grünschnitt usw.) hergestellt werden kann, die

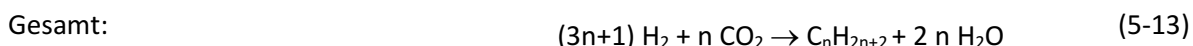
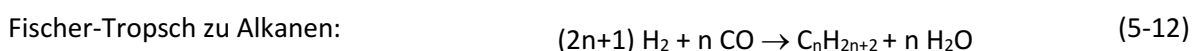
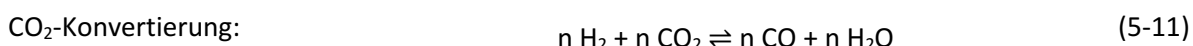
nicht in Konkurrenz zur Lebensmittelherstellung stehen, bietet die katalytische Umsetzung von Synthesegas zu Ethanol und höheren Alkoholen eine interessante Alternative zur Vergärung stärkehaltiger Biomassen. Der Stand der Forschung und die Wirkungsweise unterschiedlicher Katalysatoren für die Ethanolsynthese werden von Muhler beschrieben [MuKa14]. Im Gegensatz zur hochselektiven Methanolsynthese ist bei der synthesegasbasierten Herstellung von Alkoholen, die mehr als ein Kohlenstoffatom enthalten, mit Nebenprodukten wie Methanol, Methan und höheren Kohlenwasserstoffen zu rechnen. Als Koppelprodukt entsteht ebenso wie bei der Methanolsynthese Wasser.



Arbeiten zur Entwicklung eines Katalysators zur Herstellung von Ethanol aus biomassebasiertem, CO-haltigem Synthesegas werden beispielsweise von Anton beschrieben [ANGG16]. Die Selektivität des katalytischen Prozesses zu Ethanol konnte dabei von 6 auf 18 % und die Selektivität zu linearen C2-C4-Alkoholen (Ethanol, Propanol und Butanol) von 8 auf 27 % erhöht werden. Die Arbeiten werden aktuell im Projekt Carbon2Chem®, das die Umwandlung von Hüttengasen zu chemischen Produkten erforscht, fortgeführt. Dabei sollen die Entwicklungsarbeiten auf Gase mit hohen CO₂-Anteilen ausgedehnt werden. Die Ethanolsynthese aus CO₂ bzw. Synthesegas hat heute nach Einschätzung der Autoren einen TRL von 3. Ethanol lässt sich als Treibstoff und Treibstoffzusatz verwenden.

CO₂/Kohlenwasserstoffe

Wasserstoff kann mit CO₂ zu flüssigen Kohlenwasserstoffen umgesetzt werden. Die Reaktion verläuft über zwei heterogen katalysierte Teilschritte, bei denen zunächst CO₂ in einer Reverse-Wassergas-Shift-Reaktion zu CO reagiert (siehe zweistufige Methanolsynthese). Anschließend erfolgt die als Fischer-Tropsch-Synthese bezeichnete Hydrierung von CO zu Kohlenwasserstoffen. Dabei entsteht ein Gemisch an Kohlenwasserstoffen.



Die Fischer Tropsch-Synthese wird heute in großen Anlagen durchgeführt, die mit Erdgas und Kohle betrieben werden, beispielsweise von Sasol in Südafrika [Schü11]. Bei der Umsetzung von CO₂ wird im Vergleich zur Umsetzung von Synthesegas aus der Kohlevergasung mehr Wasserstoff verbraucht, der zur Umwandlung von CO₂ in CO unter Bildung von H₂O benötigt wird. Eine Pilotanlage, die synthetische Kohlenwasserstoffe aus CO₂ und Wasserstoff herstellt, wird von der Firma Sunfire in Dresden betrieben. Zielprodukt ist synthetischer Diesel [Baza17]. Bazanella nennt für die Herstellung von Diesel und Kerosin aus CO₂ und Wasserstoff einen TRL von 5-7 [Baza17]. Zielprodukt ist synthetischer Diesel

[Baza17]. Bazanella nennt für die Herstellung von Diesel und Kerosin aus CO₂ und Wasserstoff einen TRL von 5-7[Baza17].

Kohlenwasserstoffe können ebenfalls aus Methanol über den sogenannten Methanol-To-Gasoline-(MTG)-Prozess hergestellt werden [Schü11]. Die Reaktion erfolgt über das Zwischenprodukt Dimethylether (DME).

Aufgrund ihrer hohen Energiedichten sind flüssige Kohlenwasserstoffe für den Antrieb von Verbrennungsmotoren besonders geeignet. Vor allem in Flugzeugen werden sie voraussichtlich auch zukünftig von Bedeutung sein. Da flüssige Kohlenwasserstoffe auch die Hauptprodukte der Erdölchemie sind, ist die bestehende Infrastruktur auf Kohlenwasserstoffe ausgerichtet.

CO₂/Dimethylether (DME)

Dimethylether (DME) wird aus Methanol hergestellt. Die Methanolumsätze betragen 80 % mit einer Selektivität zu DME von nahezu 100 %. Die Synthese ist Stand der Technik und wird industriell betrieben [Otto15]. Das Synthesegas wird dabei, wie bei der konventionellen Methanol-Synthese, durch Reformierung von Erdgas erzeugt. Die Direktsynthese aus CO oder CO₂ wird bisher noch nicht großtechnisch umgesetzt. Hier werden bifunktionelle Katalysatoren verwendet, die die Hydrierung und Dehydratisierung von Methanol katalysieren.

Zweistufige DME-Synthese aus Methanol:



Direkte DME-Synthese aus CO₂ und H₂:



Die direkte DME Synthese aus CO₂ befindet sich noch in der Entwicklung. Bazanella [Baza17] gibt für sie den Labormaßstab als Entwicklungsstand an, was einen TRL von 3-4 entspricht. Sie hat gegenüber der mehrstufigen Synthese, in der aus CO oder CO₂ zunächst Methanol erzeugt werden muss, den Vorteil einer potenziell besseren Produktausbeute. Letzteres ist darauf zurückzuführen, dass Methanol durch die Weiterreaktion zu DME kontinuierlich aus dem Reaktionsgleichgewicht entfernt wird, so dass sich das Gleichgewicht der Gesamtreaktion zugunsten der Produkte verschiebt.

In der chemischen Industrie ist DME als Ausgangsstoff für die heute noch zumeist aus Erdöl hergestellten Olefine Ethen und Propen von Interesse (Dimethylether-To-Olefin (DMTO)) [Baza17]. DME ist grundsätzlich auch als Alternative zu Dieselmotoren einsetzbar. Als vorteilhaft gegenüber anderen Kraftstoffalternativen werden die hohe Cetan-Zahl, die niedrige Zündtemperatur und geringe Emissionen an NO_x und Rußpartikeln angesehen.

CO₂/OME

Ähnlich wie Dimethylether (DME) sind auch Oxymethylenether (OME) potenzielle, emissionsarme Treibstoffe. Bei OME handelt es sich um Polyether, deren Aufbau die Strukturformel $\text{CH}_3\text{-O-(CH}_2\text{-O)}_n\text{-CH}_3$ wiedergibt. Ein OME mit $n=1$ wird auch als Methylal bezeichnet und kann nach motorischen Anpassungen grundsätzlich als Dieseladditiv eingesetzt werden. OME-Gemische mit $n=2$ bis 5 können aufgrund ihrer Viskosität und ihres Siedepunktes direkt als dieselähnliche Treibstoffe verwendet werden, ohne dass eine motorische Anpassung vorgenommen werden muss [BSSH10].

Der Syntheseweg für OME aus CO₂ ist in Anlehnung an Burger *et. al.* in Abbildung 5-62 dargestellt [BSSH10]. Hierzu wird zunächst Methanol aus CO₂ und Wasserstoff hergestellt. Anschließend erfolgen eine Dehydrierung von Methanol zu Formaldehyd und eine säurekatalysierte Trimerisierung zu Trioxan. Parallel werden Formaldehyd und Methanol zu Methylal umgesetzt. Methylal und Trioxan reagieren dann zu OME.

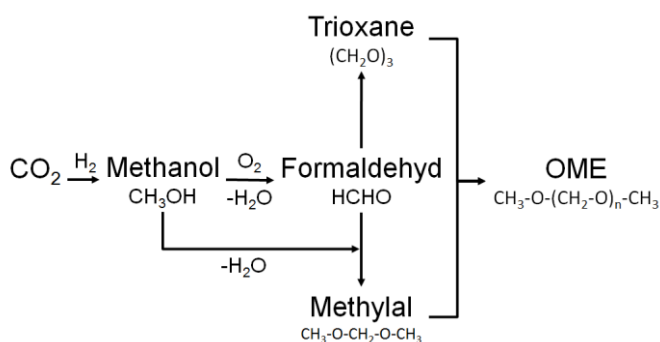


Abbildung 5-62 Herstellung von OME in Anlehnung an [BSSH10]

Auch andere Prozessrouten für OME sind möglich. Beispielsweise kann DME anstelle von Methylal als Reaktionspartner für Trioxan verwendet werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die Methylal- und OME-Bildung in einem Prozessschritt zu integrieren. Hierbei erfolgt zunächst die Bildung von Methylal aus Formaldehyd und Methanol. Methylal reagiert anschließend mit weiterem Formaldehyd zu OME. Nachteil dieser Methode ist, dass bei der Bildung des Methylals als Koppelprodukt Wasser entsteht, das mit Formaldehyd zu Methylenglykolen reagieren kann [BSSH10].

CO₂/Ameisensäure

Ameisensäure wird heute hauptsächlich durch Hydrolyse von Methylformiat hergestellt. Die Herstellung des Methylformiats erfolgt dabei über eine katalytische Reaktion von Methanol mit CO [Otto15].

Ameisensäure kann grundsätzlich auch aus CO₂ und Wasserstoff hergestellt werden. Da umgekehrt Wasserstoff durch die Rückreaktion auch wieder aus Ameisensäure freigesetzt werden kann, ist das System grundsätzlich geeignet, wie in Abbildung 5-63 dargestellt, als Wasserstoffspeicher verwendet zu werden [LBGJ10]. Wasserstoff kann so in einer höheren Dichte gelagert werden als in molekularer

Form. So beträgt die Wasserstoffkonzentration in Ameisensäure 43 g/kg bzw. 52 g/L. Da bei der Reaktion von CO_2 zu Ameisensäure kein Reaktionswasser entsteht, geht im Gegensatz zu Reaktionssystemen aus CO_2 /Methan oder CO_2 /Methanol kein Wasserstoff verloren. Unter dem Aspekt der Energiespeichereffizienz hat das System Ameisensäure damit deutliche Vorteile gegenüber den anderen beschriebenen Speichersystemen.

Die Rückreaktion, also die Entladung des Wasserstoffspeichers ist mit einem negativen Wert für die freie Enthalpie thermodynamisch begünstigt, allerdings sind zwei unterschiedliche Reaktionswege möglich. So kann neben einer Zersetzung der Ameisensäure zu CO_2 und Wasserstoff auch eine Reaktion zu CO und Wasser erfolgen [EnLS10]. Da schon geringe CO-Konzentrationen bei einer Rückverstromung des Wasserstoffs in Brennstoffzellen als Katalysatorgift wirken, muss die Zersetzungsreaktion mit Katalysatorsystemen durchgeführt werden, die hochselektiv die Reaktion zu Wasserstoff und CO_2 begünstigen. Eine Übersicht zu bisher untersuchten Katalysatorsystemen für die Hin- und Rückreaktion findet sich bei Enthaler und Loges [EnLS10, LBGJ10]. Es wurden heterogene und homogene Katalysatoren untersucht, wobei heterogene Katalysatoren den Vorteil, haben, dass sie im Gegensatz zu homogenen Katalysatoren nach Gebrauch nicht aus dem Reaktionsmedium abgetrennt werden müssen. Dies ist insbesondere ein Vorteil, weil es sich bei den untersuchten Katalysatorsystemen zumeist um kostenintensive Edelmetallverbindungen handelt. Allerdings sind die bisher untersuchten heterogenen Katalysatorsysteme weniger effizient und selektiv als die bekannten homogenen Systeme. Da technische Anwendungsdemonstrationen bisher nicht bekannt sind, wird von den Autoren ein TRL von 3 angenommen.

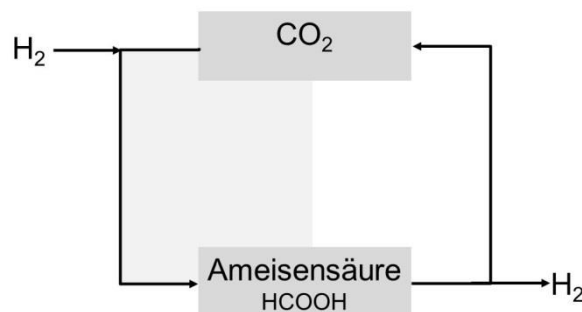


Abbildung 5-63 Wasserstoffspeicherung durch das System CO_2 /Ameisensäure [EnLS10]

Stickstoffhaltige Energiespeicher

Neben Energiespeichersystemen auf Kohlenstoffbasis sind auch stickstoffbasierte Energiespeichersysteme Gegenstand der Forschung. Stickstoffbasierte Systeme haben gegenüber kohlenstoffbasierten Systemen den Vorteil, dass sie (wenn nicht Harnstoff Teil des Systems ist) kein CO_2 bei ihrer Entladung emittieren und dass mit Luft eine Stickstoffquelle zur Verfügung steht, die molekularen Stickstoff in einer Konzentration von 78 Vol.-% enthält. Im Gegensatz dazu ist die Konzentration von CO_2 in Luft mit 0,04 Vol.-% äußerst gering, so dass man auf die Nutzung industrieller CO_2 -Quellen angewiesen ist.

Wesentlicher Bestandteil stickstoffbasierter Energiespeichersysteme ist Ammoniak, der heute mithilfe des technologisch ausentwickelten Haber-Bosch-Verfahrens aus molekularem Stickstoff (N_2) und Wasserstoff hergestellt wird. Die Reaktion erfolgt bei 200-350 bar und 300-550 °C [KCNV08]. Weltweit werden mit dem Haber-Bosch-Verfahren etwa 120 Mio. t Ammoniak pro Jahr [KCNV08] hergestellt, von denen der größte Teil zu Düngemitteln weiterverarbeitet wird. Allerdings wird hierbei kein regenerativ hergestellter Wasserstoff verwendet, sondern Wasserstoff, der durch Reformierung von Erdgas hergestellt wurde. Ammoniak fällt beim Haber-Bosch-Verfahren in verflüssigter Form an und kann mit Schiffen, Güterzügen und Tankwagen sowie in Pipelines transportiert werden. Nachteilig für seinen Einsatz als Energiespeicher ist die hohe Toxizität, die etwa dreimal so hoch ist wie die Toxizität von Methanol [KCNV08], was vor allem hindernd für mobile Anwendungen ist.

Von Klerke [KCNV08] wurde vor diesem Hintergrund, das in Abbildung 5-64 dargestellte Energiespeichersystem auf Stickstoffbasis beschrieben. Dabei werden Stickstoff und regenerativ hergestellter Wasserstoff zunächst mit Hilfe der Haber-Bosch-Synthese zu Ammoniak umgewandelt. Um die Toxizität zu mindern und eine Absenkung des Dampfdruckes zur besseren Lagerung zu erreichen, erfolgt anschließend eine Reaktion mit Metallhalogeniden (MX_2). Ammoniak wird hierdurch in einem Metallaminkomplex, beispielsweise $\text{Mg}(\text{NH}_3)_6\text{Cl}_2$, koordinativ gebunden. Aus diesem Komplex kann Ammoniak durch Wärmezufuhr wieder freigesetzt werden und, wie Klerke vorschlägt, entweder in einer Hochtemperaturbrennstoffzelle direkt verstromt oder zu Wasserstoff zersetzt werden [KCNV08]. Der so erzeugte Wasserstoff wird anschließend in einer Niedertemperaturbrennstoffzelle energetisch genutzt. Forschungsbedarf besteht hier vor allem in der Optimierung von Hochtemperaturbrennstoffzellen für den Betrieb mit Ammoniak und der Entwicklung geeigneter Katalysatoren zur Zersetzung des Ammoniaks. Ziel ist es, die hohen Prozesstemperaturen zu senken, die vor allem für dezentrale oder mobile Anwendungen hinderlich sind [SPSS12].

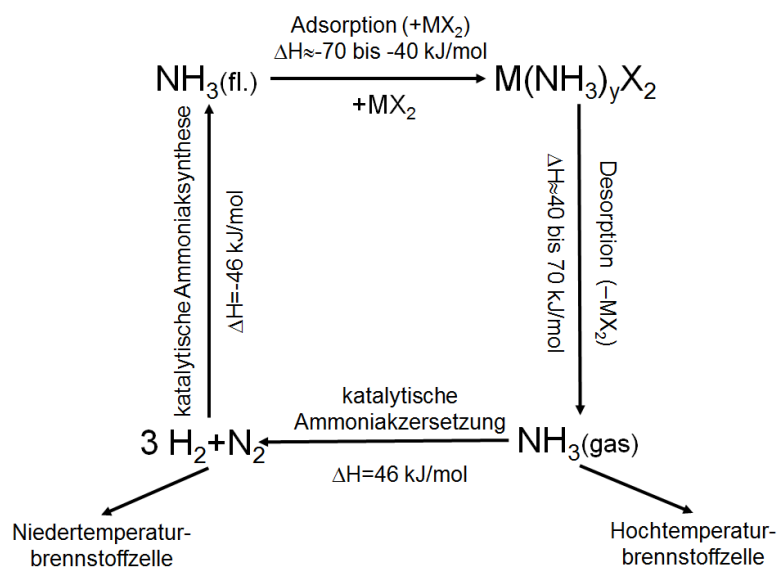


Abbildung 5-64 Stickstoffbasierter Energiespeicher, nach [KCNV08]

Ein weiteres stickstoffbasiertes Energiespeichersystem wird von Grader vorgeschlagen [ELG17]. Es basiert auf dem in Abbildung 5-65 dargestellten Prinzip. Wesentliche Systemkomponente ist dabei wieder die Haber-Bosch-Synthese zur Herstellung von Ammoniak. Ein Teil des Ammoniaks wird in eine wässrige Ammoniumhydroxidlösung überführt und ein anderer Teil mit CO_2 zu einer wässrigen Harnstofflösung umgesetzt. Die Energiefreisetzung, beispielsweise zum Betrieb einer Turbine oder eines Motors, erfolgt dann über eine Redoxreaktion, an der Ammoniumhydroxid, Harnstoff und Sauerstoff beteiligt sind. Reaktionsprodukte sind molekularer Stickstoff, Wasser und CO_2 . In einer modifizierten Form des Energiespeichers verwendet Grader anstelle einer Ammoniumhydroxidlösung eine Ammoniumnitratlösung [DaGr14]. Die Reaktionsbedingungen sind dabei, gegebenenfalls durch Katalysatoren, so zu gestalten, dass keine Stickoxide entstehen. Forschungsaufgabe ist unter anderem auch die Entwicklung einer geeigneten Motoren- oder Turbinentechnik.

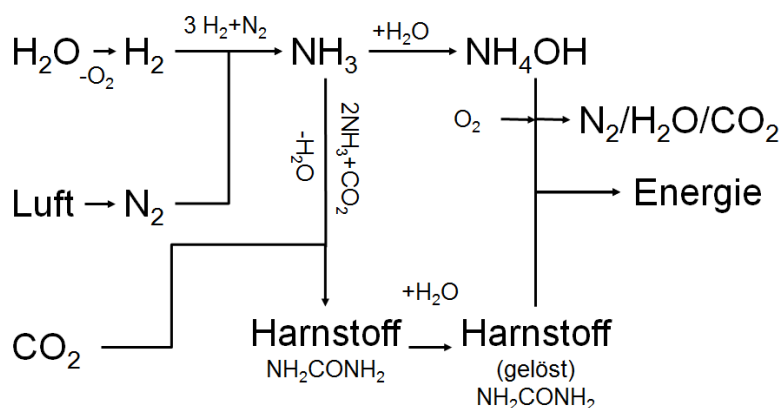


Abbildung 5-65 Stickstoffbasierter Energiespeicher nach Grader [ELG17]

5.4.2 POWER-TO-PRODUCTS: CHEMISCHE PRODUKTE AUS CO_2

Die Produktvielfalt der chemischen Industrie beruht auf einer relativ kleinen Anzahl von Basis- oder Grundchemikalien, die zu einem großen Teil aus der sogenannten Naphthafraktion hergestellt und über den in Abbildung 5-66 skizzierten Produktstammbaum weiterverarbeitet werden. Naphtha fällt, neben den Treibstoffen Benzin, Dieselöl, Kerosin und den Heizstoffen leichtes und schweres Heizöl, zu 7 bis 15 % bei der destillativen Trennung von Rohöl an [Land15]. Konkurrenz ist der Erdölrouten in den letzten Jahren durch die Schiefergas- oder shale-gas-Förderung in den USA entstanden [Knei13]. Bei Schiefergas handelt es sich um Erdgas, das in der Porenstruktur von Tonsteinen vorkommt. Im Vergleich dazu liegt „konventionelles“ Erdgas in grobkörnigeren Gesteinen vor und hat sich in Erdgasfallen angesammelt. Die wirtschaftliche Ausbeutung der Schiefergasvorkommen wurde erst in den letzten Jahren möglich. Eine Konkurrenz für Erdöl entsteht durch Schiefergas u. a. deshalb, weil aus dem in Schiefergas enthaltenen Ethan durch Dehydrierung Ethen erzeugt werden kann.

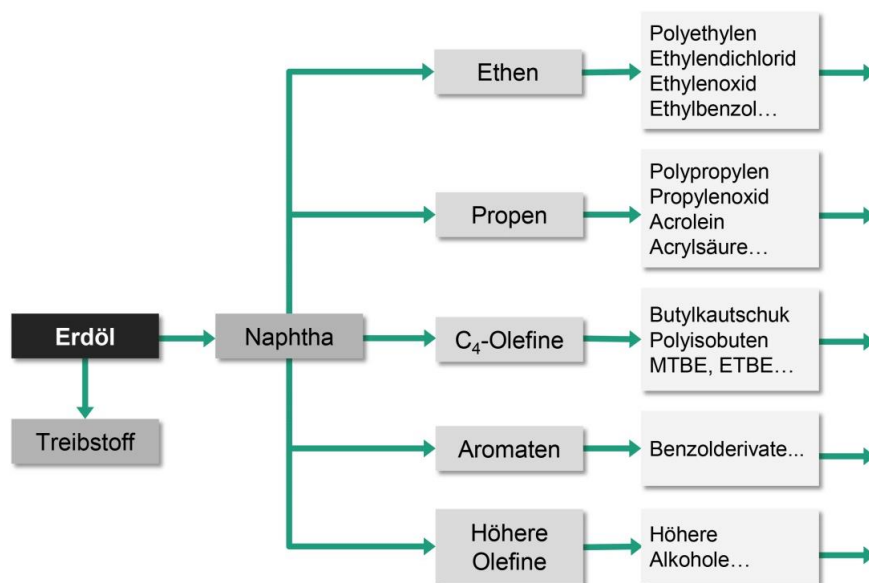
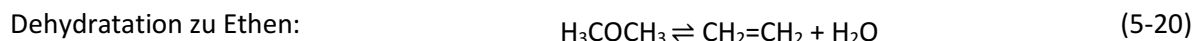
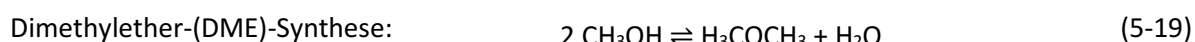
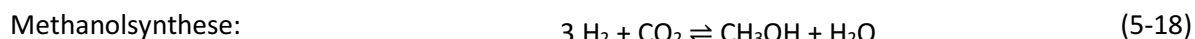


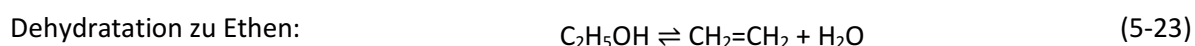
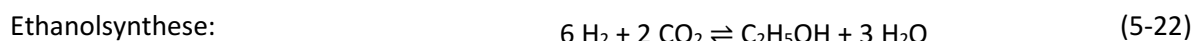
Abbildung 5-66 Schema eines Produktstammbaums für chemische Produkte aus Erdöl [MDDG17]

Will man CO₂ als Rohstoff in die dargestellten Prozessketten integrieren, ist es wichtig, dass die mit CO₂ hergestellten Basischemikalien in die erdölbasierten Produktionsstrukturen der chemischen Industrie integrierbar sind und nicht vollkommen neue Synthesestammbäume, Produktionskapazitäten und Endprodukte erfordern. Vor diesem Hintergrund ist die Herstellung von Alkoholen von besonderem Interesse, wie das vereinfachte Schema einer stromgeführten CO₂-Raffinerie in Abbildung 5-67 zeigt. So lässt sich Ethen, eine der wichtigsten Basischemikalien, grundsätzlich sowohl über eine Route mit Methanol als auch mit Ethanol als Zwischenprodukt herstellen [Baza17, S.66ff.].

Methanolroute zu Ethen:



Ethanolroute zu Ethen:



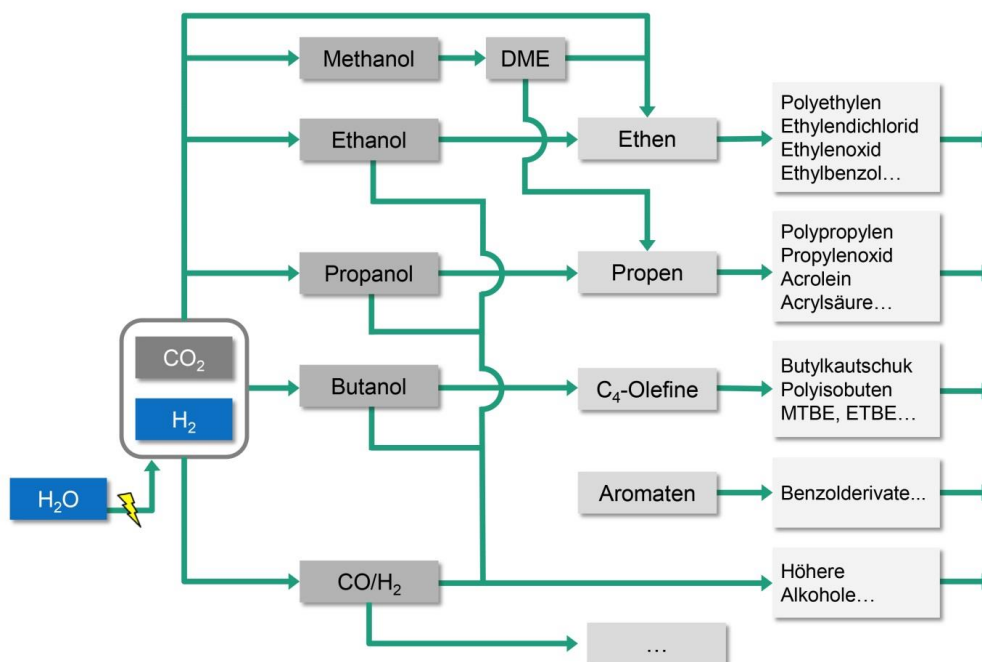
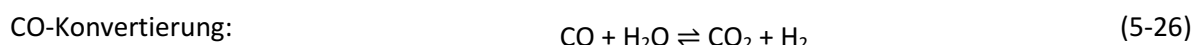
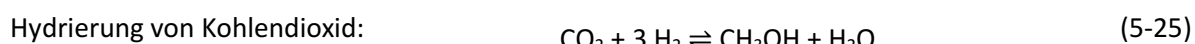
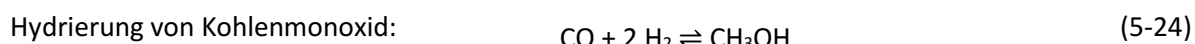


Abbildung 5-67 Schema Produktstammbaum für chemische Produkte aus Strom und CO₂ (vgl. hierzu Abbildung 5-66) [MDDG17]

Die technische Herstellung von Methanol erfolgt heute durch katalytische Umsetzung von Synthesegas (CO₂/CO/H₂), das durch Kohlevergasung oder Erdgasreformierung erzeugt wird. Die Synthese von Methanol kann grundsätzlich über drei miteinander gekoppelte Reaktionen beschrieben werden:



Im Gegensatz zu Methanol wurde die Herstellung von Ethanol, Propanol und Butanol aus Synthesegas noch nicht industriell durchgeführt. Ethanol wird heute hauptsächlich durch Fermentation von Biomasse erzeugt, die auch zur Nahrungsmittelproduktion verwendet werden kann. Da Synthesegas grundsätzlich auch aus lignozellulosehaltigen Biomassen (Stroh, Holzreste, Grünschnitt usw.) hergestellt werden kann, die nicht in Konkurrenz zur Lebensmittelherstellung stehen, bietet die katalytische Umsetzung von Synthesegas zu Ethanol und höheren Alkoholen eine interessante Alternative zur Vergärung [MuKa14]. Im Gegensatz zur hochselektiven Methanolsynthese ist bei der synthesegasbasierten Herstellung von Alkoholen, die mehr als ein Kohlenstoffatom enthalten, mit Nebenprodukten wie Methanol, Methan und höheren Kohlenwasserstoffen zu rechnen. Die Herstellung von C₂-C₄-Alkoholen aus biomassebasiertem Synthesegas war deshalb Ziel eines mit Mitteln der Europäischen Union und des Europäischen Fonds für eine regionale Entwicklung geförderten nordrhein-westfälischen Projekts [Fors12]. Die dort durchgeführten Arbeiten zur Entwicklung von Kupfer/Kobalt-basierten Katalysatorsystemen werden von Anton beschrieben

[ANGG16]. Aus C2-C4-Alkoholen lassen sich durch eine einfache Dehydratisierung zu Olefinen wie Ethen umsetzen. Olefine sind wichtige Polymerbausteine für die Herstellung von Kunststoffen und können direkt in die bestehenden Prozessketten integriert werden. Kürzerkettige Alkohole lassen sich auch zu Alkoholen mit längeren Kettenlängen umsetzen. So kann aus Ethanol ein Gemisch höherer Alkohole hergestellt werden, das große Anteile Butanol enthält. Butanol kann dann durch Dehydratation zu dem für die Kautschukindustrie wichtigen Rohstoff Butadien weiterverarbeitet werden [MeKr17].

Tabelle 5-34 zeigt mögliche Produkttrouten mit Primär- und Folgeprodukten. Die folgenden Betrachtungen orientieren sich beispielhaft an der Ethanolroute, für die mögliche Produkte mit Marktpreisen in Abbildung 5-68 dargestellt sind. So lässt sich durch Wasserabspaltung aus Ethanol Ethen herstellen und durch Wasserabspaltung und Oxidation Ethanal. Ebenfalls möglich ist die Konversion zu Diethylether. Durch die Verknüpfung von zwei Ethanolmolekülen kann Ethanol zu Butanolen umgesetzt werden [MeKr17]. Mit bereits bekannten Verfahren, die zwischenzeitlich ihre Bedeutung verloren hatten, können aus den Butanolen simultan verschiedene Butene erzeugt werden, die dann u. a. auch unter Mitverwendung von Ethanol zur Herstellung von Ethyl-tert-Butylether (ETBE) eingesetzt werden können.

Tabelle 5-34 Produktlinien, Primär- und Folgeprodukte für CO₂ und Wasserstoff nach [Stie16]

Produktroute	Primärprodukt	Folgeprodukte
Ethanol	Ethanol	Butanole, Butene, Ethanal, Ethen
Methanol	Methanol	Dimethylether (DME), Benzin, Methylal, 1-Buten, Propen
Ammoniak	Ammoniak	Harnstoff, Salpetersäure
Fischer-Tropsch	Produktspektrum: Benzin, Diesel, Kerosin, Butan, Paraffinwachse, Petrolether, Propen	

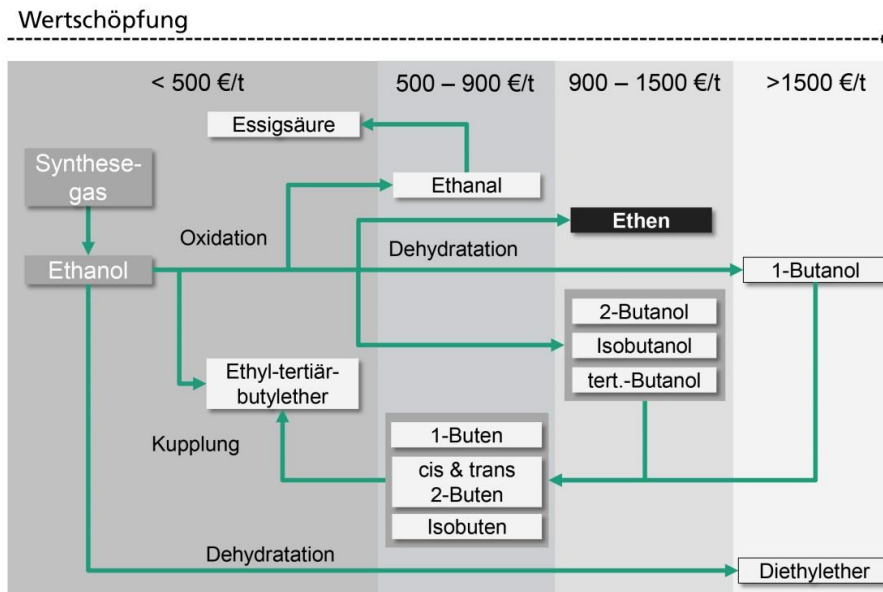


Abbildung 5-68 Wertschöpfungskette durch mögliche Weiterverarbeitung von Ethanol mit Marktpreisen für ausgewählte Produkte [MDDG17, Stie16]

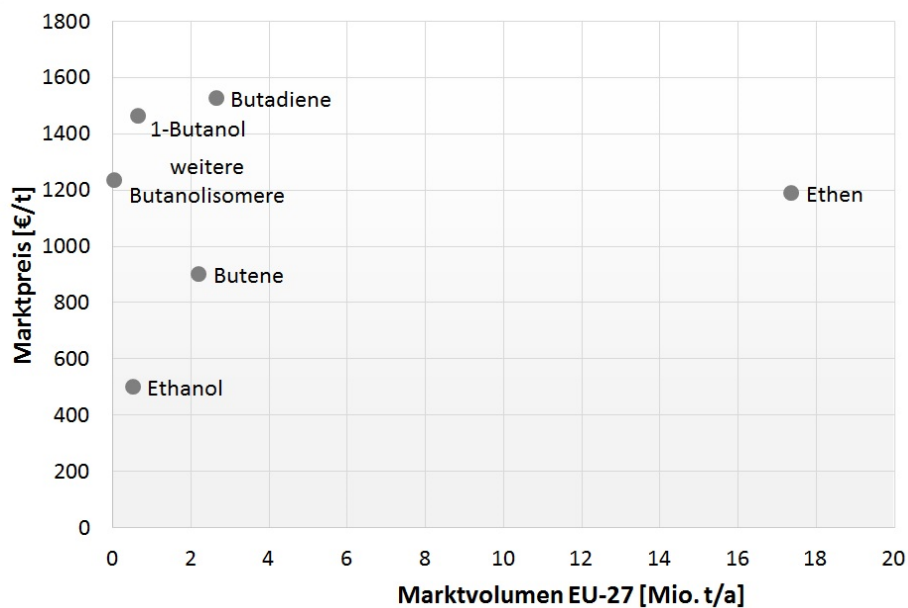


Abbildung 5-69 Preis-Marktvolumen für ausgewählte Produkte der Ethanolroute; Daten aus: [MDDG17, Prod17]

Unter den heutigen Marktbedingungen ist zu berücksichtigen, dass bei einem Produkt wie 1-Butanol – das derzeit zwar einen hohen Marktpreis hat, aber nur in geringen Mengen produziert wird – der Marktpreis ungünstig beeinflusst werden kann, wenn es in größeren Mengen auf den Markt kommt. In Abbildung 5-69 ist deshalb der Zusammenhang zwischen Marktpreis und Marktvolumen für

Produkte der Ethanolroute dargestellt. Es wird deutlich, dass Ethen unter den heutigen Marktbedingungen ein sehr interessantes Produkt darstellt, da sowohl Marktpreis als auch Marktvolumen vergleichsweise hoch sind. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass sich die Nachfrage nach Butanol zukünftig verändern kann, wenn die Rohstoffgrundlage der chemischen Industrie nicht mehr erdölgebunden wäre. Gegebenenfalls steigt in einem solchen Fall die Nachfrage nach Butanol, weil es Zugang zu Butadien und damit auch zu Kautschuk bietet.

Thonemann und Stiebel untersuchten im Rahmen ihrer Arbeiten auch mögliche CO₂-Punktquellen, die in Deutschland bzw. in Nordrhein-Westfalen zur Verfügung stehen [Stie16, TMHS17]. Abbildung 5-70 zeigt mögliche Quellen in Nordrhein-Westfalen. Stiebel setzte in seiner Arbeit Art und Lage von CO₂-Quellen in Zusammenhang mit Potenzialen erneuerbarer Energien, geplanten Stromtrassenführungen sowie einer Transport- und Abnehmerinfrastruktur für mögliche Produkte. Für die Verteilung von Ethen steht in Deutschland grundsätzlich eine Pipelinestruktur bereits zur Verfügung. Die Pipeline verläuft vom Hafen in Rotterdam über Antwerpen und die Chemieregion bei Köln bis nach Ludwigshafen [Argm16]. Die nach Norden verlaufende Leitung versorgt Betriebe in den Regionen Rheinberg, Oberhausen und Marl mit Ethen. Der in Richtung Süden verlaufende Abschnitt erschließt die Chemie- und Kunststoffbetriebe bei Frankfurt und Ludwigshafen. Eine südliche Erweiterung der Pipeline verbindet Ludwigshafen und Münchsmünster. Die größten Ethen-Produzenten in Deutschland sind die Unternehmen INEOS Olefins mit jährlich 1,165 Mio. Tonnen Ethen, die BP Gelsenkirchen mit rund 1,05 Mio. Tonnen und das Unternehmen LyondellBasell in Wesseling mit ca. 1,04 Mio. Tonnen Ethen [Land15, MDDG17, Petr15].

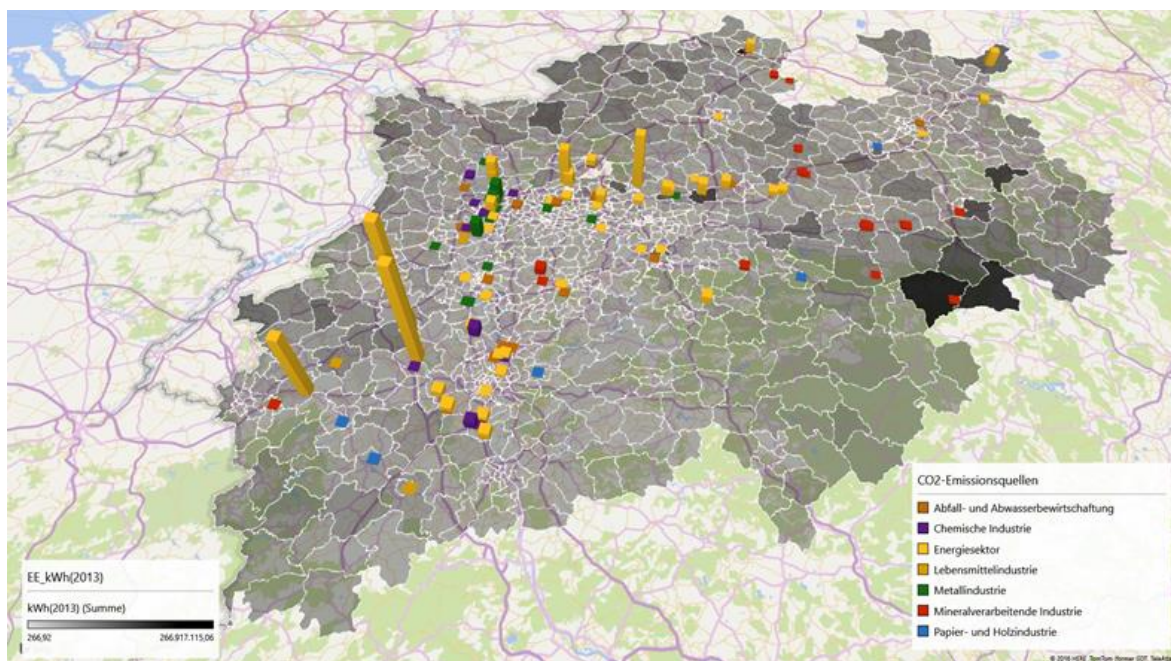


Abbildung 5-70 Potenziell nutzbare CO₂-Quellen in Nordrhein-Westfalen [Stie16].

5.4.3 ROHSTOFFKOSTEN – EIN VERGLEICH

Die in diesem Abschnitt dargestellte Pfadanalyse zeigt, dass die Herstellung von Ethanol aus CO₂-haltigen Gasen und die Weiterverarbeitung von Ethanol zu Ethen eine aussichtsreiche Möglichkeit sein kann, um Power-to-Products-Technologien zu etablieren und Kohlenstoff nach seiner Umwandlung zu CO₂ einer sekundären Nutzung zuzuführen. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, mit welchen Rohstoffkosten die Herstellung von Ethen über die Ausgangsstoffe CO₂ und Wasser verbunden ist. Abbildung 5-71 vergleicht deshalb die Rohstoffkosten für unterschiedliche Prozessrouten zur Herstellung von Ethen²⁰. Investitions- und sonstige Betriebskosten werden in der vorliegenden Betrachtung nicht berücksichtigt.

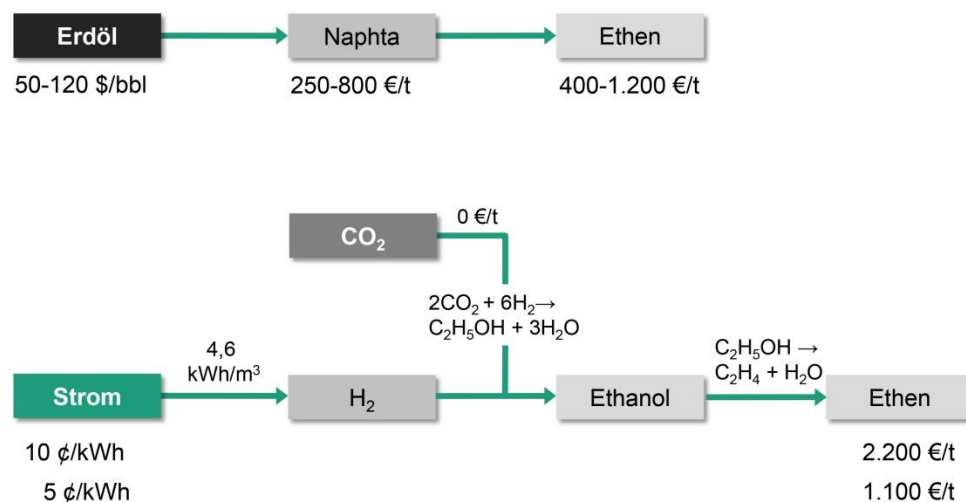


Abbildung 5-71 Vergleich unterschiedlicher Prozessrouten zur Herstellung von Ethen in Bezug auf die Rohstoffkosten; Investitions- und sonstige Betriebskosten werden in der vorliegenden Betrachtung nicht berücksichtigt, Berechnungsgrundlage in [MDDG17]

Den Marktdaten [Ikb17] ist zu entnehmen, dass der Preis für die Naphthafraktion zwischen den Jahren 2009 und 2015 Schwankungsbreiten von 250-800 €/t hatte. Der Naphthapreis ist vom Erdölpreis abhängig, der im gleichen Zeitraum zwischen 50 und 120 US\$/bbl schwankte. Der Preis für Ethen variierte im gleichen Zeitraum zwischen 400 und 1.200 €/t.²¹

²⁰ Es ist zu berücksichtigen, dass es sich bei der dargestellten Betrachtung nicht um eine Kostenkalkulation im eigentlichen Sinne handelt. Vielmehr soll deutlich werden, wie sich die Rohstoffkosten bei den beschriebenen Prozessrouten zueinander verhalten.

²¹ Der Literatur [Ikb17] ist zu entnehmen, dass Ethen günstiger aus Schiefergas als aus Erdöl herzustellen ist, wenn der Ölpreis über 100 US\$/bbl steigt.

Für die stromgeführte CO₂-Route wurde angenommen, dass Ethen über den in den Gleichungen (5-21) bis (5-23) beschriebenen Pfad hergestellt wird. Bei der durchgeführten Rechnung wurde vernachlässigt, dass neben Ethanol auch andere Produkte – wie Methanol, Propanol, Methan und höhere Kohlenwasserstoffe – entstehen. Diese Produkte beinhalten jedoch eine relevante Wertschöpfung, und ein Vergleich mit der Naphtharoute ist nicht abwegig, da auch Naphtha nicht vollständig zu Ethen, sondern ebenfalls zu anderen Produkten weiterverarbeitet wird. Weiterhin wurde vorausgesetzt, dass CO₂ kostenlos zur Verfügung gestellt wird. Für den verwendeten Wasserstoff wurde angenommen, dass er mithilfe einer alkalischen Wasserelektrolyse bereitgestellt wird, wofür 4,6 kWh Strom pro Normkubikmeter Wasserstoff angesetzt wurden [TaSJ02]. Bei einem Strompreis von 0,1 €/kWh ergeben sich so Stromkosten von 2.200 €/t Ethen [MDDG17], was etwa dem Dreifachen des oben angegebenen Naphthapreises entspricht. Bei einem Strompreis von 0,05 €/kWh halbieren sich die Stromkosten auf 1.100 €/t Ethen, dem 1,4-Fachen des oben angegebenen maximalen Naphthapreises von 800 €/t. Die angenommenen Strompreise bewegen sich im Rahmen von Strompreisen für Industrie und Gewerbe in NRW, die der Literatur zu entnehmen sind [Ener17a]. Die Preise betragen hier zwischen 0,03 und 0,12 €/kWh. Großverbraucher mit jährlichem Stromverbrauch deutlich über 1.000 MWh bezahlen Preise im Bereich von 0,04 €/kWh [Ener17a].

Aus den Berechnungen wird deutlich, dass die Prozessroute aus CO₂ und Strom zur Herstellung von Ethen zum jetzigen Zeitpunkt wirtschaftlich nicht mit der Erdölroute konkurrieren kann. Die Preisdifferenz ist jedoch nicht allzu groß, so dass sich die wirtschaftliche Bewertung zukünftig noch ändern kann. Forschung und Entwicklung sollten deshalb in diesem Bereich weiter vorangetrieben werden. Damit die Verfahren konkurrenzfähig werden, sind günstigere Strompreise als heute, Emissionszertifikate für CCU-Anwendungen, steigende Erdölpreise sowie technische Innovationen, die die Investitionskosten und die Effizienz der Wasserelektrolyse verbessern, notwendig.

5.4.4 WIEVIEL STROM WIRD FÜR CHEMISCHE PRODUKTE BENÖTIGT?

Im vorliegenden Abschnitt werden verschiedene Aspekte des zurückliegenden Diskurses noch einmal aufgenommen und auf die Situation in Deutschland übertragen. Als Gedankenexperiment wird dabei angenommen, dass die chemische Produktion in Deutschland komplett auf CO₂ zurückgreift, wobei sich die grundsätzliche Frage stellt, wie viel CO₂ in einem solchen Fall zur Verfügung steht und wie viel Strom aus regenerativen Quellen benötigt wird, um die erforderliche CO₂-Menge zu erschließen. Als Hintergrundscenario wird angenommen, dass Strom zu 100 % regenerativ bereitgestellt wird, d. h. dass CO₂-Quellen wie fossil betriebene Kraftwerke nicht zur Verfügung stehen und auch aus der Stahl- und Zementindustrie nur die CO₂-Mengen berücksichtigt wird, die auf den stofflichen Umsätzen zur Reduzierung des Eisenerzes und auf dem Brennen des Kalksteins beruhen (vgl. [MDDG17]).²²

²² CO₂ aus Biogasanlagen bleibt an dieser Stelle unberücksichtigt.

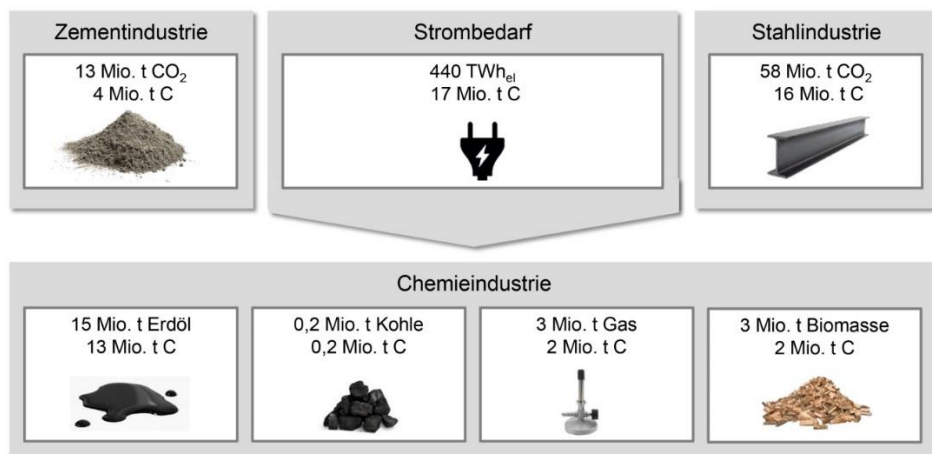


Abbildung 5-72 Kohlenstoffbedarf der deutschen chemischen Industrie im Vergleich zu relevanten CO₂-Quellen und zum Strombedarf bei einer hypothetischen, rein auf CO₂ basierenden Chemie – Berechnung siehe Text [MDDG17]

Für die Betrachtung lässt sich auf Angaben zur Rohstoffbasis zurückgreifen, die die Enquete-Kommission zur Zukunft der chemischen Industrie in Nordrhein-Westfalen in ihrem Abschlussbericht nennt [Land15]. Demzufolge deckte die deutsche chemische Industrie im Jahr 2011 ihren Kohlenstoffbedarf mit 15,3 Mio. t Erdöl, 0,2 Mio. t Kohle, 3 Mio. t Erdgas und 2,7 Mio. t Biomasse, was in Summe einer Menge von etwa 17 Mio. t Kohlenstoff entspricht. Dem gegenüber stehen CO₂-Emissionen, die auf rohstoffliche Nutzungen zurückgehen. Allein die Kohlenstofffracht²³ aus der Stahlindustrie mit 16 Mio. t Kohlenstoff [KeVö14, Rhei13], und aus der Kalk-/Zementindustrie mit 5 Mio. t Kohlenstoff [Vere10] reicht grundsätzlich aus, um den Kohlenstoffbedarf der chemischen Industrie zu decken.

Die zur Aktivierung von 17 Mio. t Kohlenstoff benötigte elektrische Energie beträgt 440 TWh [MDDG17]. Sie berechnet sich aus der Wasserstoffmenge, die mithilfe einer Wasserelektrolyse erzeugt und eingesetzt werden muss, um CO₂ zu organischen Produkten umzusetzen.²⁴ Diese Strommenge entspricht etwa 80 % des deutschen Nettostromverbrauches im Jahr 2011 (535 TWh/a) [Quas16]. Hieraus lässt sich ableiten, dass die diskutierten Stromüberschusspotenziale, die sich aus dem fluktuierenden Charakter der erneuerbaren Energien ergeben, bei weitem nicht ausreichen, um eine wirklich relevante Produktionskapazität für die Aktivierung von CO₂ zu erzielen. Berücksichtigt man dann noch, dass erneuerbarer Strom auch in andere Sektoren transferiert werden soll/muss, um den CO₂-Ausstoß dieser Sektoren zu verringern, lässt sich erahnen, welche gewaltigen Mengen erneuerbarer Energie benötigt werden. So beschreibt Quaschning in seiner Studie zur

²³ Durch stoffliche Umsätze ohne Energiewandlung.

²⁴ Es wurde angenommen, dass zur Herstellung von 1 m³ H₂ 4,6 kWh elektrischer Strom erforderlich sind, und dass Wasserstoff vollständig zu Methanol umgesetzt wird.

Sektorenkopplung, welche Anforderungen sich aus den Pariser Klimaschutzzielen im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien ergeben [Quas16]. Er geht dabei davon aus, dass für herkömmlichen Stromverbrauch, Raumwärme und Warmwasser, Industrieprozesswärme, Verkehr sowie Speicher- und Übertragungsverluste ein Strombedarf von insgesamt 3.000 TWh/a²⁵ besteht [Umwe13], der mithilfe ambitionierter Effizienzmaßnahmen ggf. auf 1.300 TWh/a gesenkt werden kann. Dem gegenüber stehen die theoretisch unter nachhaltigen Gesichtspunkten aus regenerativen Energien erreichbaren Ausbaupotenziale, die in einer DLR-Studie untersucht wurden [Deut15]. Die Studie wertet unterschiedliche Studien aus und erhält – abhängig von den in den Studien getroffenen technischen Annahmen – für Deutschland ein langfristig technisch erzeugbares Strompotenzial von 400-4.000 TWh/a. Das DLR selbst schätzt das verfügbare Potenzial konservativ auf 1.000 TWh/a [Deut15].

²⁵ Das Umweltbundesamt geht in seinem Bericht »Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050« [Umwe13] in seinem Szenario davon aus, dass die CO₂-Emissionen bis 2050 auf nahe Null sinken. Als Voraussetzungen dafür werden eine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien und die Ausschöpfung von Effizienzpotenzialen genannt. „Die Folge davon ist ein sehr stark ansteigender Stromverbrauch um alle Sektoren zu versorgen: Der langfristige Endenergiebedarf an Strom in einem treibhausgasneutralen Deutschland wurde mit ca. 466 TWh/a, an Brennstoffen mit 305 TWh/a, an Kraftstoffen mit 552 TWh/a und an regenerativen Einsatzstoffen für die chemische Industrie mit 282 TWh/a abgeschätzt.“ Hinzu kommt noch der Bedarf im Verkehr. „Werden diverse Verluste bei Bereitstellung und Transport der Endenergieträger berücksichtigt, ergibt sich in einer groben Näherung eine notwendige Nettostromerzeugung von rund 3.000 TWh/a.“ Das UBA geht dabei davon aus, dass ein Teil dieses Stroms im Ausland produziert werden muss [Umwe13].

5.5. PFAD 5: H₂-EINSPEISUNG IN ERDGASNETZE

bearbeitet durch: Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)

Eine vielversprechende Option zur Integration erneuerbarer Energien in den Erdgassektor ist die Wasserstoffproduktion mit anschließender Einspeisung in Erdgasnetze. Die gespeicherte Energie steht dann dem Wärmesektor, dem Industriesektor, dem Mobilitätssektor oder zur Rückverstromung in Zeiten von EE-Mangel zur Verfügung.

- **Wasserstoffeinspeisung ins Gastransportnetz**

Die Standortanalysen für die Einspeisung in Transportnetze identifizieren Knotenpunkte der Strominfrastruktur (Umspannwerke), die sowohl durch die Einspeisung fluktuierender EE-Mengen in direkter Nähe belastet werden, als auch eine unmittelbare räumliche Nähe zur nächsten Transportgasleitung aufweisen. Dieser Ansatz erlaubt eine lokale, regionale oder überregionale Sektorenkopplung zwischen dem Strom- und dem Gassektor, indem an zentraler Stelle Überschussstrommengen aufgenommen und Lastspitzen ausgeglichen werden können.

Unter Verwendung des Geoinformationsmodells GET.MoRE wurden auf dem Gebiet Nordrhein-Westfalens 72 Standorte identifiziert, die sowohl über lokale EE-Produktion aus Wind und PV > 1 MW als auch über eine Distanz < 2,5 km zum Gastransportnetz verfügen. Es konnten 109 besonders EE-erzeugungsintensive Standorte mit bereits heute fünf oder mehr Windenergieanlagen (WEA) und Nähe zum Gastransportnetz identifiziert werden. Es kann unterstellt werden, dass diese Standorte zukünftig weiteren WEA-Zubau erfahren.

Auch für das Gebiet der Bundesrepublik konnten die Analysen durchgeführt werden und ergeben in Summe der Bundesländer 321 potenzielle Kopplungsstandorte vom Typ Wind + PV + Gastransportnetz und 422 Standorte mit > 5 WEA.

- **Wasserstoffeinspeisung ins Gasverteilnetz**

Eine weiterführende Analyse der mengenmäßigen Wasserstoffpotenziale für die Gasverteilnetze in NRW wurde basierend auf regional aufgelösten Verbrauchsdaten durchgeführt. Die für diese Studie entwickelte Methode ergibt jährlich einspeisbare Jahresmengen für Wasserstoff in NRW und berücksichtigt dabei den zeitlichen Verlauf der Sommerlast, so dass die potenziellen PtG-Anlagenleistungen ganzjährig verfügbar sind und Einspeiseobergrenzen eingehalten werden. Für ein 2050-Szenario konnten die räumlich aufgelöste, zukünftige EE-Erzeugung berücksichtigt werden und Aussagen zu Gestehungskosten in Abhängigkeit der lokal verfügbaren Überschussstromstunden pro Jahr abgeleitet werden. Für die Gasverteilnetze in NRW ergibt sich im Ergebnis dieser Potenzialanalyse ein Wasserstoffpotenzial von 2.222 GWh für das Jahr 2050 bei 15 Vol.-% Zumischung.

Die Einspeisung erneuerbarer Gase in die bestehende Erdgas-Infrastruktur ist eine weithin bekannte und bereits vielfach demonstrierte Technologieoption (Abbildung 5-73). Der große Vorteil dieses

Power-to-Gas Projekte in Deutschland

- ▲ Wasserstoff-Einspeisung in Erdgasnetze
- △ Wasserstoff-Einspeisung in Erdgasnetze in Planung/Bau
- Methanisierungs- und Methan-Einspeisungsprojekte
- Methanisierungs- und Methan-Einspeisungsprojekte in Planung/Bau
- ◆ Andere Wasserstoff-Anwendungen
- Umwandlung in chemische Produkte
- Umwandlung in chemische Produkte in Planung/Bau

gwi

Im Rahmen dieser Pfadanalyse wird untersucht, welches Potenzial für Power-to-Gas-Standorte zur Einspeisung in die Erdgasinfrastruktur Nordrhein-Westfalens existiert. Insbesondere sollen mögliche Standorte identifiziert werden, die unter infrastrukturellen Aspekten für einen Ausbau der Energiespeicherung durch PtG geeignet sind. Dazu wird im Folgenden eine Fallunterscheidung zwischen der Wasserstoffeinspeisung in Transportnetze und Verteilnetze gemacht. Die zwei durch diese Unterscheidung aufgespannten Sub-Pfade müssen aufgrund unterschiedlicher Randbedingungen und Datenlage auch methodisch unterschiedlich behandelt werden. Die Ergebnisse

sowie Schlussfolgerungen, abgeleitete Chancen und Hindernisse sollen abschließend kritisch beleuchtet werden.

5.5.1 PFADBESCHREIBUNG

Durch die Umwandlung elektrischen Stroms aus EE-Anlagen in chemisch gebundene Energie durch Power-to-Gas wird ein neuer flexibler Verbraucher ins Stromsystem integriert. Neben dem Speichern von nicht nutzbarem regenerativ erzeugtem Strom können Power-to-Gas-Anlagen systemrelevante Aufgaben bspw. zur Stromnetzstabilisierung übernehmen. Die technische Umsetzung erfolgt mittels Wasserelektrolyse, welche in verschiedenen Ausführungsformen bereits heute im Megawatt-Maßstab kommerziell verfügbar ist. Die gute Dynamik und die niedrige minimale Teillast, insbesondere der PEM-Elektrolyse, erlauben einen flexiblen Lastbetrieb und können somit die Anforderungen, die mit einer schwerpunktmäßig volatilen erneuerbaren Energieerzeugungsstruktur einhergehen, erfüllen. Der marktorientierte Einsatz eines Elektrolyseurs muss nach wirtschaftlichen Kriterien erfolgen. So erfordern die Investitionskosten eine szenarioabhängige Mindestauslastung des Elektrolyseurs [NWDK15], die durch den ausschließlichen Einsatz in Zeiten von Erzeugungsspitzen der Windenergieerzeugung nicht sinnvoll realisiert werden kann (> 95 % der Energiemenge wird unterhalb von 50 % P_N erzeugt). Bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff werden Wirkungsgrade bis zu 70 %, bezogen auf den Heizwert des Wasserstoffs, erreicht [NWDK15] (für technische Details siehe Steckbrief „Wasser-Elektrolyse“).

NRW verfügt über 89.873 km **Erdgasleitungen** der Orts- und Regionalgasversorgung. Diese erstrecken sich über drei Druckstufen: 6.207 km im Hochdrucknetz (über 1,0 bar und bis zu etwa 80 bar Überdruck), 39.702 km im Mitteldrucknetz (0,1 – 1,0 bar) und 43.964 km im Niederdrucknetz (unter 0,1 bar) [Bdew13]. Das **Erdgasnetz NRWs** (siehe Steckbrief „Erdgasnetz und Wasserstoffeinspeisung“) ist im Norden an das besonders für Windenergieanlagen geeignete Nachbarland Niedersachsen und dessen Gasinfrastruktur inklusive der großen Kavernenspeicherkapazitäten angeschlossen. Auch in alle anderen Himmelsrichtungen bestehen entsprechende Anbindungen, insbesondere in den Süden Deutschlands, wo großer industrieller Energiebedarf besteht. Innerhalb von NRW zeichnet sich der Erdgastransport in den Hochdrucknetzen durch **ganzzjährig hohe Volumenströme** aus, welche abgesehen von Transitströmen auch aus einem hohen Gasverbrauch innerhalb von NRW (24 % des gesamtdeutschen Verbrauches) resultieren [Bdew13]. Diese liegen zu gleichen Teilen in der hohen Bevölkerungszahl und der hohen Zahl ansässiger energieintensiver Industrieunternehmen begründet (jeweils etwa 75 TWh/a) [Bdew13]. Der ganzzjährig hohe Volumenstrom ist ein zentraler Faktor für die Zumischung von Wasserstoff, da ab Erreichen geltender Zumischungsgrenzen anteilig höchstens so viel Wasserstoff eingespeist werden kann, wie andernorts ausgespeist wird. Zusätzlich bestehen in den vielen Verteilnetzen weitere Potenziale zur Wasserstoffbeimischung, die jedoch einer saisonalen Schwankung unterliegen (siehe Pfad 5B).

Neben der Transportaufgabe erfüllt die Erdgasinfrastruktur auch eine für das deutsche Energiesystem bedeutende Speicherfunktion. Insgesamt war Ende 2012 in Deutschland ein **Speichervolumen** für

22,5 Mrd. m³ (i. N.) Arbeitsgas vorhanden und in Betrieb. Deutschland verfügt damit über die viertgrößten Erdgasspeicherkapazitäten der Welt nach den USA, Russland und der Ukraine. Das genannte Arbeitsvolumen teilt sich wiederum in 9,8 Mrd. m³ (i. N.) Porenspeicher und 12,7 Mrd. m³ (i. N.) Kavernenspeicher auf (Details siehe Steckbrief „Untergrundgasspeicher“).

Die **Einspeisung** von überwiegend aus regenerativer Energie erzeugtem **Wasserstoff (H₂)** und synthetischem Methan ins Erdgasnetz fällt unter die Regelungen für Biogase nach Teil 1 §3 Nr. 10c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG [Enwg05]). Damit einher gehen eine Reihe von Einspeiseprivilegien nach Teil 6 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV [Gasn10]) einschließlich der §§ 19 Abs. 1 S. 3, 20a, 20b Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) [Albr13]. Erste Power-to-Gas-Anlagen speisen bereits in die Erdgasinfrastruktur ein (Abbildung 5-73). Weitere Standorte befinden sich in Bau oder Planung.

Grundsätzlich müssen Einspeiser sicherstellen, dass die **Beschaffenheit** des eingespeisten Gases kompatibel zum Gasnetz ist und die Interoperabilität des Gasnetzes gewahrt bleibt (EnWG § 49). Die Qualität des Austausch- oder Zusatzgases ist durch §§ 34 Abs. 1 S. 1, 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV in Verbindung mit einem statischen Verweis auf die Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) [Deut11, Deut13] geregelt. Die aktuell gültige GasNZV [Gasn10] verweist auf den DVGW-Regelwerkstand von 2007. Das nach der GasNZV aktuell maßgebliche **DVGW Arbeitsblatt G 262** schreibt vor, den Wasserstoffanteil im Gasgemisch auf maximal 5 Vol.-% zu begrenzen [Deut04].

Die DVGW Arbeitsblätter sind jedoch im Jahr 2011 (G 262) und 2013 (G 260) aktualisiert worden [Deut11, Deut13]. In Zukunft (bei einer weiteren Novellierung der GasNZV) wird in Gasnetzen ohne sensible Anlagen ein Wasserstoffgehalt im Erdgas „im einstelligen Prozentbereich“ – sprich bis unter 10 vol.-% – in vielen Fällen unkritisch sein, allerdings wird auf einige restriktive Faktoren bzw. sensible Gasendanwendungen verwiesen. Es gibt technische Anwendungen, die nicht für den Einsatz mit hohen H₂-Konzentrationen im Erdgas vorgesehen sind. In dem dazugehörigen Steckbrief „Erdgasnetz und Wasserstoffeinspeisung“ (siehe Band V) werden Restriktionen hinsichtlich sensibler Verbraucher genannt und Technologien, die als besonders robust eingestuft werden, näher erläutert.

5.5.2 PFAD 5A: WASSERSTOFF-EINSPEISUNG IN GASTRANSPORTNETZE

5.5.2.1 METHODIK UND MODELLBESCHREIBUNG

Für die Entwicklung eines aussagekräftigen Modells aller erforderlichen Infrastrukturen und Quellen, wurde auf verschiedene Datenquellen zurückgegriffen. Für die Verarbeitung der Daten sowie weiterführender Analysen wurde das **Geoinformationsmodell GET.MoRE** des GWI verwendet. Als Datenquellen dienten offene Daten aus den Projekten OpenStreetMap (OSM) [Foss04] und EnergyMap [EnDe12] sowie weitere Datengrundlagen des GWI.

Die **Hoch- (110 kV) und Höchstspannungsnetze (380 und 220 kV)** wurden durch Handrecherche als bundesweit deckende hochaufgelöste GIS-Datensätze aus OSM unter Abgleich mit Referenznetzen erstellt. Um im den folgenden Analyseschritten nicht jeden Punkt der Leitungsverläufe als möglichen Anschlusspunkt zu werten, sondern technisch geeignete Netzknotenpunkte zu identifizieren, erfolgt eine Fokussierung auf vorhandene Umspannstationen.

Für die Darstellung der **Umspannwerke** wird auf Daten aus OpenStreetMap zurückgegriffen. Es werden nur solche Umspannwerke betrachtet, die eine Verbindung zu einer Hoch- (110 kV) oder Höchstspannungsleitung (380 und 220 kV) haben. Um die kleinen Ortsnetztransformatoren, die sich z.B. in Wohngebieten befinden und auf die Mittel- und Niederspannungsebene umspannen, aus dem Eingangsdatensatz herauszufiltern, wird mit QGIS eine räumliche Abfrage programmiert. Im weiteren Verlauf werden nur noch als ‚Substation‘ verschlagwortete Standorte berücksichtigt, die innerhalb eines 100-m-Puffers der o.g. Stromnetze liegen und die darüber hinaus weitere hinterlegte Kriterien erfüllen, so dass Fehler aus inkonsistenter Verschlagwortung der offenen Daten korrigiert werden können. Im Ergebnis finden sich für NRW 715 Standorte, die als Grundgesamtheit der in dieser Studie untersuchten Umspannwerke verwendet werden (Abbildung 5-74).

Umspannwerke in NRW

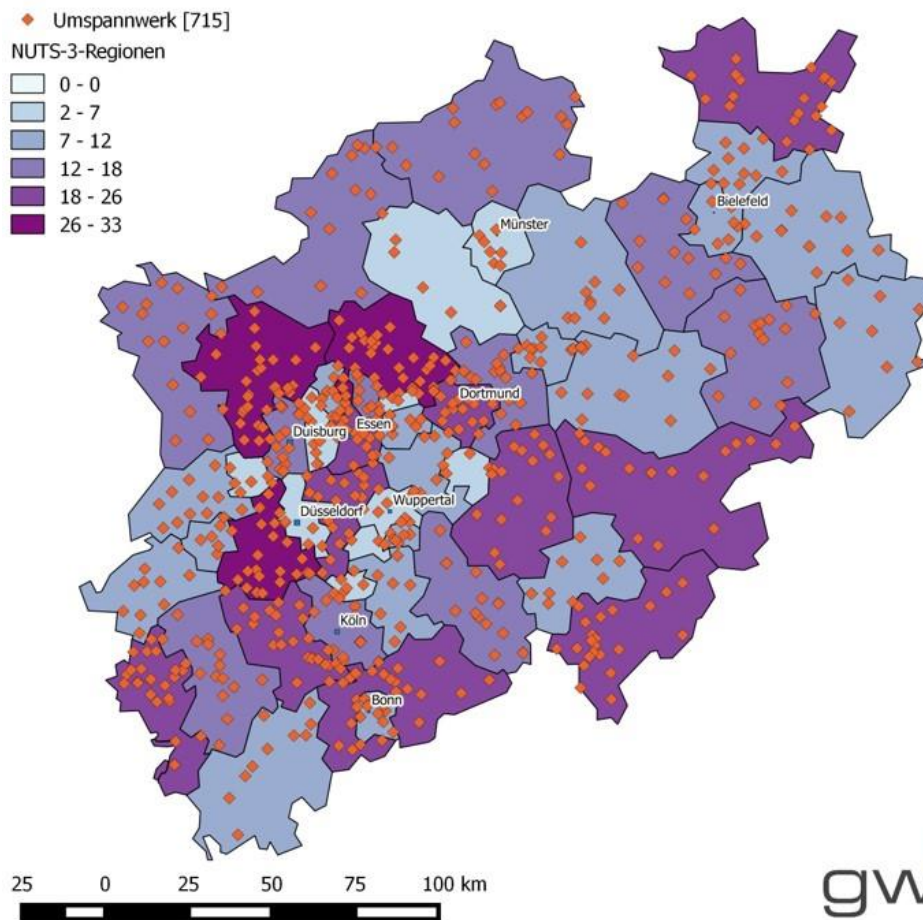


Abbildung 5-74 Ermittelte Standorte der Umspannwerke mit Anschluss an das Hoch- oder Höchstspannungsnetz (715 in NRW), eigene Auswertung und Darstellung GWI.

Die Datengrundlage für die Standorte der **Windenergieanlagen** (WEA) bildet ebenfalls OpenStreetMap [Foss04], wo jede dort bekannte Anlage koordinatenscharf eingetragen ist. Für Deutschland sind insgesamt 23.552 Anlagen eingetragen (Stand: November 2015). Tatsächlich standen in Deutschland Ende 2017 insgesamt 28.675 Onshore-Windenergieanlagen [Deut17], d.h. bereits zum Standpunkt des Erscheinen dieses Berichtes lag der Anlagenbestand deutlich oberhalb der hier berücksichtigten Datengrundlage. Im weiteren Verlauf werden nur Anlagen berücksichtigt, die an Land – also Onshore – installiert sind (vgl. Abbildung „Regionale Verteilung von Windenergieanlagen“ im Anhang, Band IV).

Die Datenbasis der **Photovoltaik** (PV)-Anlagen beruht auf EnergyMap mit Stand August 2015 [EnDe12]. Zuerst werden die Daten nach dem Anlagentyp Solarstrom gefiltert. Anschließend werden die rund 1,5 Millionen Photovoltaikanlagen nach der installierten Leistung sortiert. Hier werden alle Anlagen ausgewertet, die eine Leistung von mindestens 1 MW aufweisen. Hierzu zählen 3.150 Anlagen mit einer installierten Leistung von 9.743,7 MW. Adressdaten wurden durch „Geo-Coding“ mit geographischer Höhe und Breite verortet. Dies geschieht in einem mehrschrittigen Verfahren unter

Verwendung der Online-Dienste Google Maps und OSM. Der Datenbestand kann somit als Shapefile dargestellt und in einem GIS-System bearbeitet werden (vgl. Abbildung „Regionale Verteilung von Photovoltaikanlagen größer 1 MW“ im Anhang, Band IV).

Für die Darstellung des **Gasnetzes** kann auf Arbeiten des GWI zurückgegriffen werden. Das vorhandene Netzmodell ist Stand Februar 2013. Die Daten enthalten neben den Leitungsverläufen, die nach Leitungsdurchmesser klassifiziert sind, auch in Betrieb befindliche und geplante Untertage-Gasspeicher. Die Daten wurden durch eine Georeferenzierung mit dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 [Vere15] validiert.

Um eine Power-to-Gas-Anlage an einem sowohl wirtschaftlichen als auch netzdienlichen Standort zu installieren, sollte dieser in der Nähe von EE-Anlagen liegen, um Überschussstrom direkt nutzen zu können. Den größten Anteil der erneuerbaren Energien stellten in Deutschland im Jahr 2014 die Windkraft mit knapp 35 % und die Photovoltaik mit 22 % der Erneuerbaren Energien an der Strombereitstellung [Bdew14]. Untersucht werden die **Spannungsebenen** oberhalb der Mittel-/ Hochspannungs-Ebene. Abbildung 5-75 zeigt, dass vor allem Windenergieanlagen Strom oberhalb der MS-/ HS-Ebene einspeisen, ebenso wie größere PV-Anlagen.

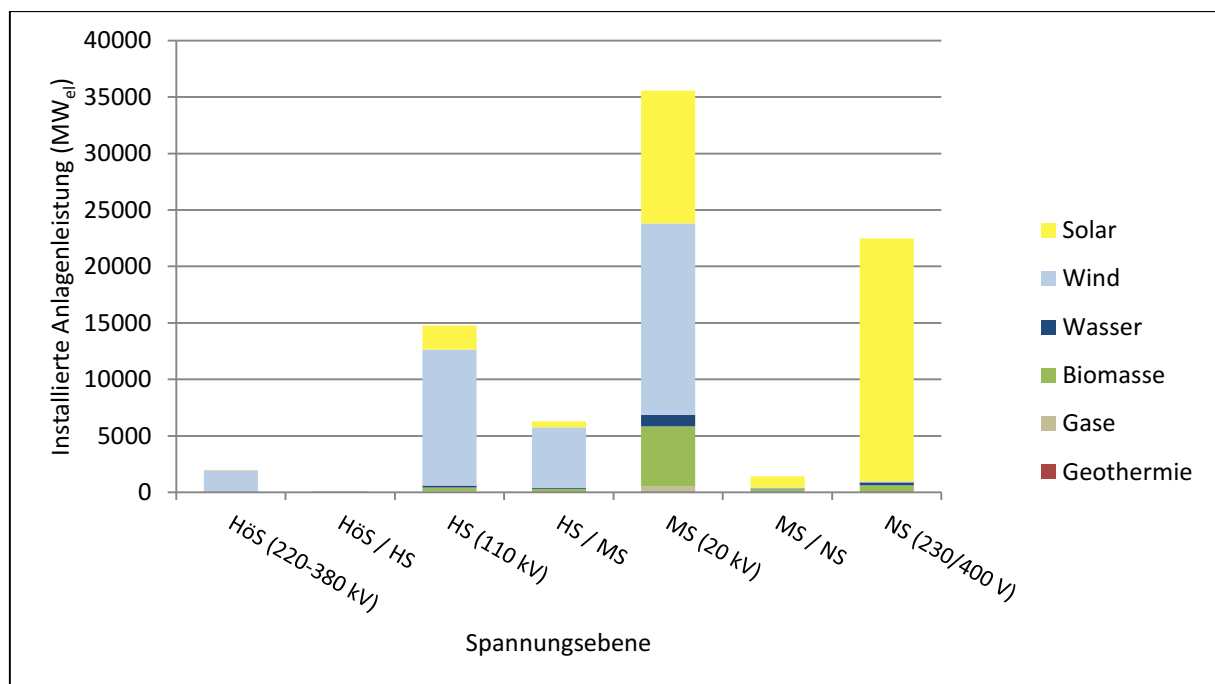


Abbildung 5-75 Installierte Leistung erneuerbarer Energien nach Spannungsebene [EnDe12], Stand: 2014, eigene Darstellung

Des Weiteren sind diese beiden Arten von erneuerbaren Energien am häufigsten von Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG betroffen. Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2015, wurde durch **Einspeisemanagement** eine Ausfallarbeit von 1.581 GWh im Jahr 2014 verursacht [Bund15a]. Das entspricht über einem Prozent der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien [Bund15a]. Um bis dato überschüssige und durch Abregelungen betroffene

Energiemengen nutzbar zu machen kommt Power-to-Gas als Speicheroption am Ort der Erzeugung infrage.

Als wichtigstes Kriterium für einen vorteilhaften PtG-Standort in diesem Technologie-Pfad wird die **Nähe der Umspannwerke zu den erneuerbaren** Energiequellen Wind und Photovoltaik (ab 1 MW Anlagenleistung) gewählt, um erzeugungsnah Energieflexibilisierungspotenziale heben zu können. Es werden Umspannwerke betrachtet, die sowohl in mindestens eine Übertragungsnetzebene (220 kV oder 380 kV) und mindestens ein 110 kV-Verteilnetz eingebunden ist. Mit dem Hintergrund, dass die EE-Erzeugung in einer zukünftigen Energieerzeugungsstruktur verstärkt in die unteren Netzebenen einspeist, wird an diesen neuralgischen Punkten Energieflexibilität benötigt, um den überregionalen Transport zu steuern, Lastkurven technisch zu optimieren, und in Teilen zu vermeiden. Dies gilt insbesondere auch dann, wenn Kapazitätsengpässe auf der Übertragungsnetzebene bestehen und überschüssige Energiemengen einem alternativen Nutzen zugeführt werden. Der potenzielle ‚Speicherstandort Umspannwerk‘ bietet die Möglichkeit, die Strommengen mehrerer Windparks oder im Netzgebiet verstreuter kleinerer Erzeugungsanlagen im Fall von Überschussproduktion zentral aufzunehmen und auszugleichen. Dabei verfügen die Umspannwerke über eine gut erschlossene Infrastruktur und es wird unterstellt, dass freie Grundstücksfläche für die Aufstellung eines Speichersystems vorhanden ist.

In Abbildung 5-76 ist die Anzahl der Umspannwerke gegen die Anzahl der Windenergieanlagen aufgetragen, die sich in verschiedenen Entfernungen zum Umspannwerk befinden. Um eine lokal besonders einfach zu realisierende Integration von Erzeugungsanlagen in eine Speicherinfrastruktur zu gewährleisten, wurde eine kleine maximale Entfernung zum Umspannwerk von 5 km für die vorliegende Studie festgelegt. Dadurch sollen Direktleitungen zwischen Erzeuger und Speicherstandort mit begrenztem Investitionsaufwand ermöglicht werden.

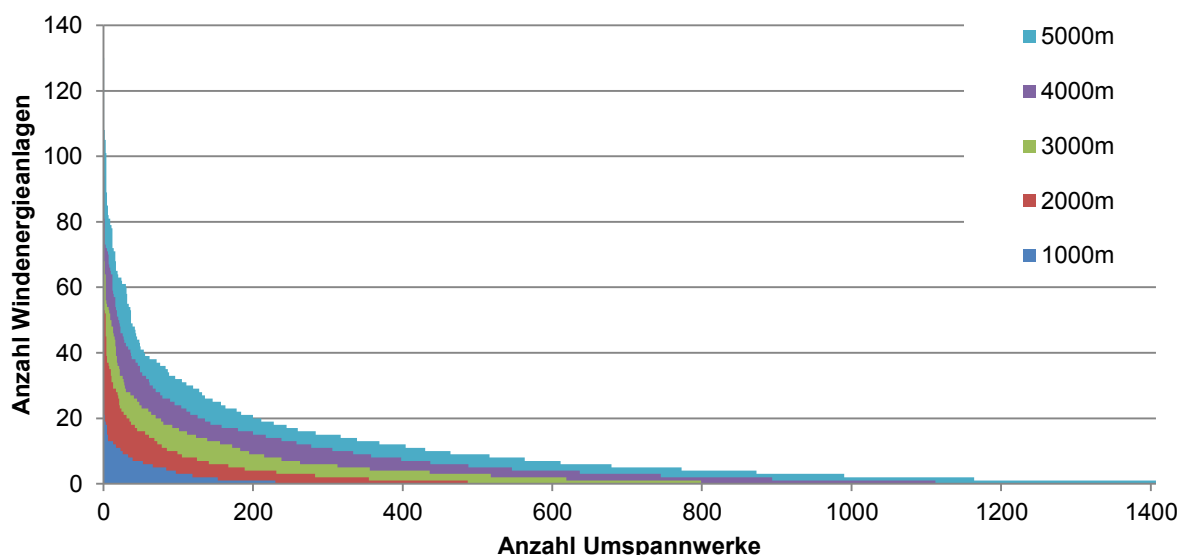


Abbildung 5-76 Anzahl der Windenergieanlagen innerhalb verschiedener Radien um Umspannwerke in Deutschland, eigene Auswertung und Darstellung GWI

Für Windenergieanlagen wird davon ausgegangen, dass bereits eine einzelne moderne Anlage eine Leistung von mehr als 1 MW besitzt. Diese Annahme wird auf alle Anlagen angewendet, sodass im Fall sehr kleiner WEA implizit Repowering für diese Standorte unterstellt wird. Für Photovoltaikanlagen wurden bereits bei der Datenbeschaffung nur Anlagen berücksichtigt, die eine Leistung von mehr als 1 MW aufweisen.

In einem nächsten Schritt wird ermittelt, welche der bereits untersuchten Umspannwerke sowohl (mindestens) eine Windenergieanlage als auch (mindestens) eine große Photovoltaikanlage in der näheren Umgebung haben, da die Lastprofile von PV- und Windkraftanlagen sich sowohl im kurzzeitigen als auch saisonalen Verlauf sehr gut ergänzen. Für einen potenziellen Power-to-Gas-Standort bedeutet dies eine größere jährliche Auslastung, da sowohl Überschüsse aus Wind- als auch aus Solarenergie von einer einzelnen Power-to-Gas-Anlage genutzt werden können.

In einem weiteren Filterschritt werden potenzielle Power-to-Gas-Standorte mit mindestens fünf Windenergieanlagen im 5 km-Radius identifiziert. Es wird unterstellt, dass für Windparks Anlagenleistungen von je mindestens 2 MW angenommen werden können. Direkt benachbarte Umspannstationen werden also von deutlichen Überschussstrommengen belastet.

Um den dort produzierten Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur einspeisen und überregional verteilen zu können, ist die räumliche Nähe zu einer Gasleitung aus dem Transportnetz erforderlich, was im nächsten und letzten Analyseschritt als Filterkriterium hinterlegt wird. Da das Verlegen einer Gas-Stichleitung teurer ist als das Ziehen eines Stromkabels, wird für die vorliegende Studie festgelegt, dass eine Gasleitung des Transportnetzes mit einem Durchmesser ab DN 300 höchstens 2,5 km vom ‚Speicherstandort Umspannwerk‘ entfernt liegen darf.

Um eine ausreichende Anlagenauslastung zu gewährleisten, werden für diese Analyse zwei Szenarien „Umspannwerke mit sowohl PV- und Windanlagen“ sowie „Umspannwerke mit mehr als fünf Windenergieanlagen“ betrachtet.

5.5.2.2 ERGEBNISSE DER STANDORTANALYSE FÜR WASSERSTOFFEINSPEISUNG IN GAS-TRANSPORTNETZE

Die Ergebnisse der im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Methoden sollen nun erläutert und dargestellt werden. In Abbildung 5-77 und Abbildung 5-78 sind die Umspannwerke mit mindestens einer bzw. fünf Windenergieanlagen im Umkreis von 5 km abgebildet. Für den ersten Fall werden noch **427** Umspannwerke gefunden, während bei einer weiteren Einschränkung auf mindestens 5 WEA nur noch **181** Umspannwerke dieses Kriterium erfüllen. Im Anhang (siehe Band IV) sind die Umspannwerke mit benachbarter Photovoltaikanlage mit mindestens 1 MW installierter Leistung aufgezeigt. Dieses Kriterium erfüllen 175 Umspannwerke.

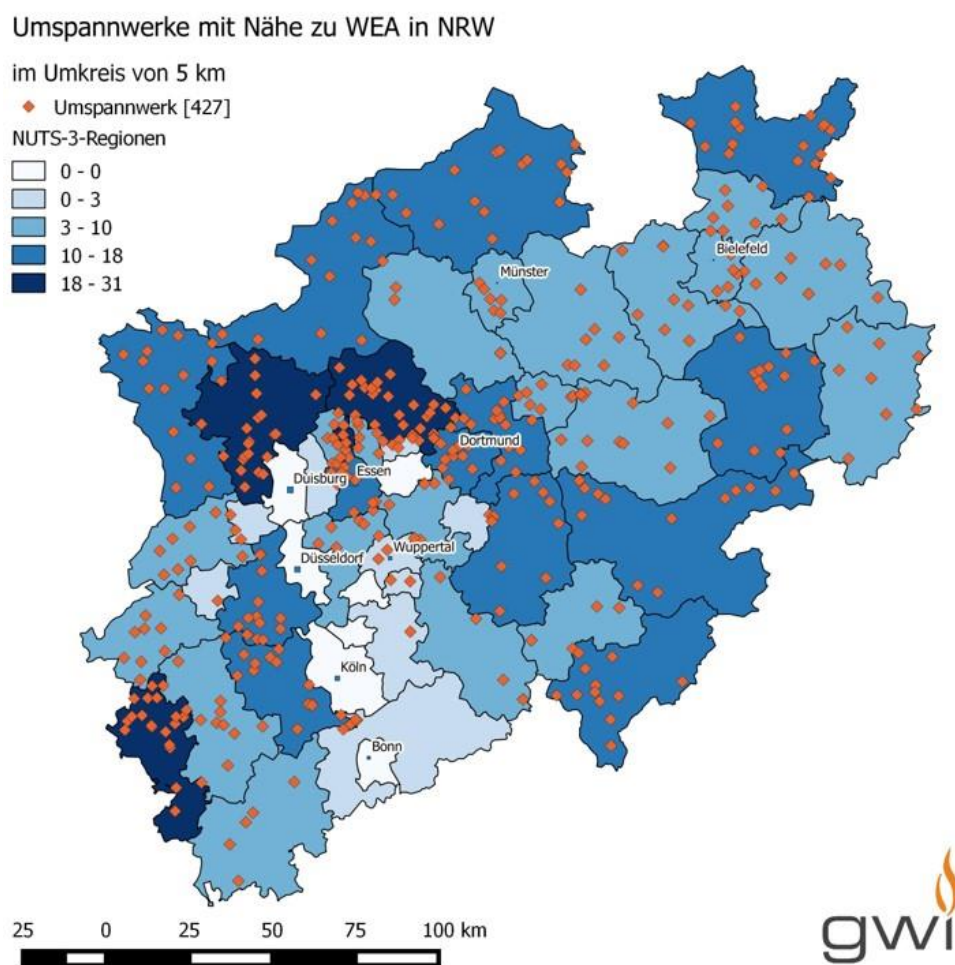


Abbildung 5-77 Regionale Verteilung der 427 Umspannwerke mit benachbarter Windenergieanlage im Umkreis von 5 km auf NUTS-3-Ebene, eigene Auswertung und Darstellung GWI

In Abbildung 5-77 lässt sich erkennen, dass vor allem am südwestlichen Rand NRWs sowie nördlich des Ruhrgebiets viele Umspannwerke liegen, die potenziell durch Windeinspeisung belastet sind. Wird das Kriterium weiter verschärft, sodass eine besonders starke Einspeisung durch Wind vorhanden sein

muss, ergibt sich Abbildung 5-78. Die davon betroffenen Umspannwerke liegen deutlich außerhalb der großen Ballungszentren.

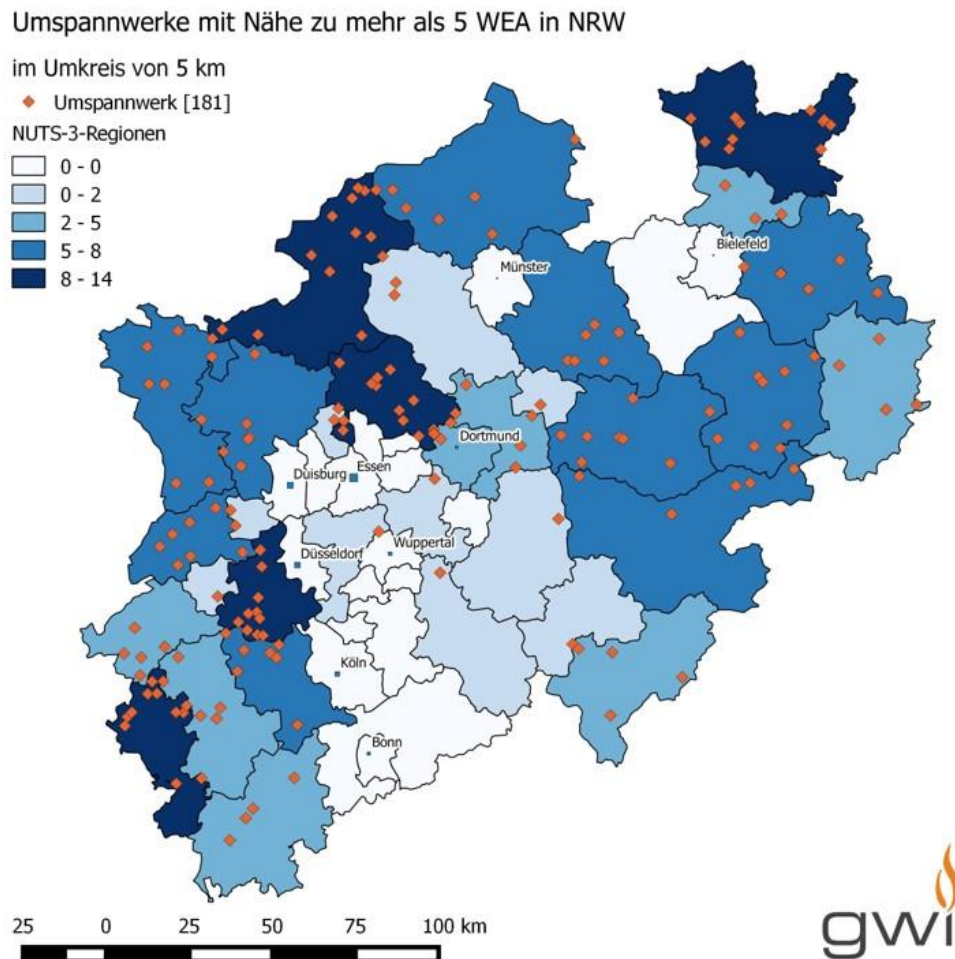


Abbildung 5-78 Regionale Verteilung der 181 Umspannwerke mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen im Umkreis von 5 km auf NUTS-3-Ebene, eigene Auswertung und Darstellung GWI

Eine weitere Kriterienverschärfung ist die Voraussetzung, dass sowohl mindestens eine Windenergie- als auch mindestens eine große PV-Anlage im unmittelbaren Umkreis zum Umspannwerk installiert sind. Abbildung 5-79 zeigt, dass in Nordrhein-Westfalen **108** Umspannwerke diese Anforderung erfüllen.

Umspannwerke mit Nähe zu WEA und PV > 1 MW in NRW

im Umkreis von 5 km

◆ Umspannwerk [108]

NUTS-3-Regionen

0 - 0

0 - 1

1 - 3

3 - 6

6 - 11

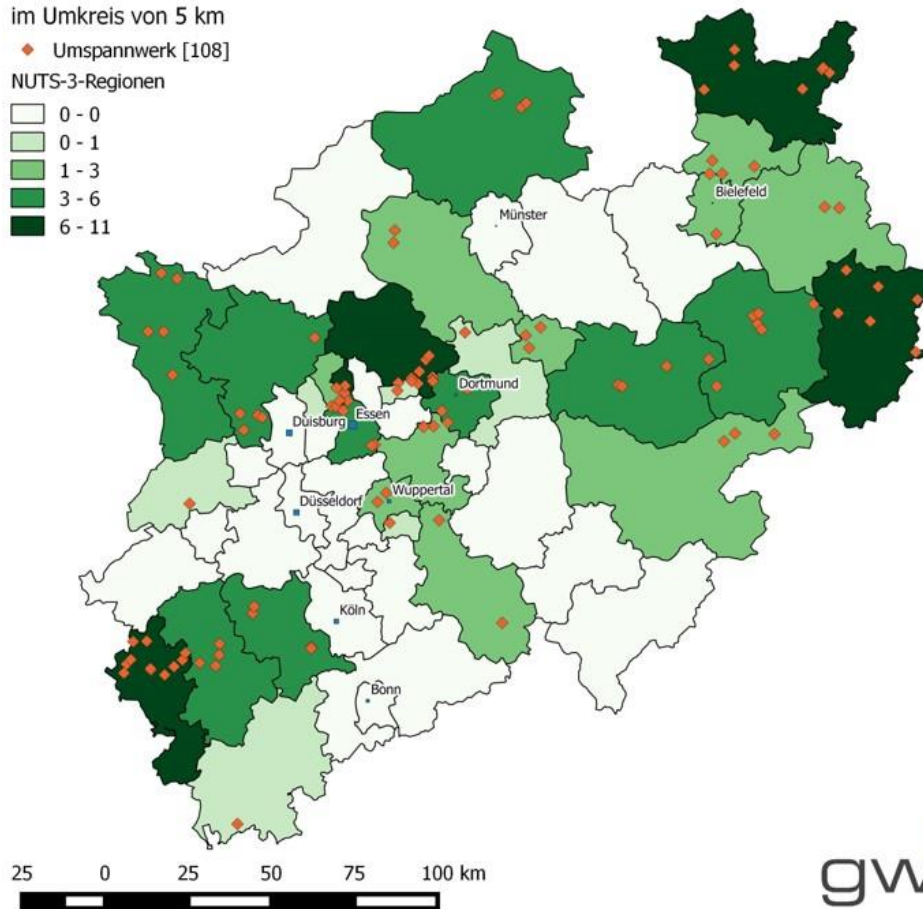


Abbildung 5-79 Regionale Verteilung der 108 Umspannwerke mit sowohl benachbarter Wind- als auch Solaranlage im Umkreis von 5 km auf NUTS-3-Ebene, eigene Darstellung

5.5.2.2.1 POTENZIELLE STANDORTE FÜR H₂-EINSPEISUNG INS GASTRANSPORTNETZ IN NRW

Abschließend wird für den sektorenübergreifenden Einsatz von Power-to-Gas Anlagen ein weiteres Kriterium hinzugefügt. Die bisher ermittelten Umspannwerke werden auf ihre Nähe zum Gastransportnetz hin untersucht.

In NRW erfüllen **72** Umspannwerke die Kriterien der Nähe zu sowohl mindestens einer PV-, mindestens einer Windenergieanlage und dem Gastransportnetz (s. Abbildung 5-80). Für die Kriterien der Nähe zu mindestens fünf Windenergieanlagen sowie dem Gastransportnetz konnten **109** Umspannwerke ermittelt werden (s. Abbildung 5-81).

Die aufgezeigten Umspannwerke sind potenziell geeignete Standorte für eine Power-to-Gas-Anlage (s.o.), wobei im Einzelfall weitere Faktoren wie zum Beispiel tatsächlich anfallende Lasten oder

besondere Bedingungen bei der Einspeisung ins Gasnetz berücksichtigt werden müssen (Einzelfallprüfung, lokal spezifische Machbarkeitsstudien).

Umspannwerke mit Nähe zu WEA, PV und Gastransportnetz in NRW

WEA, PV < 5 km; Gasnetz < 2,5 km

◆ Umspannwerk [72]

— Gastransportnetz

NUTS-3-Regionen

□ 0 - 0

□ 0 - 1

□ 1 - 3

□ 3 - 7

□ 7 - 10

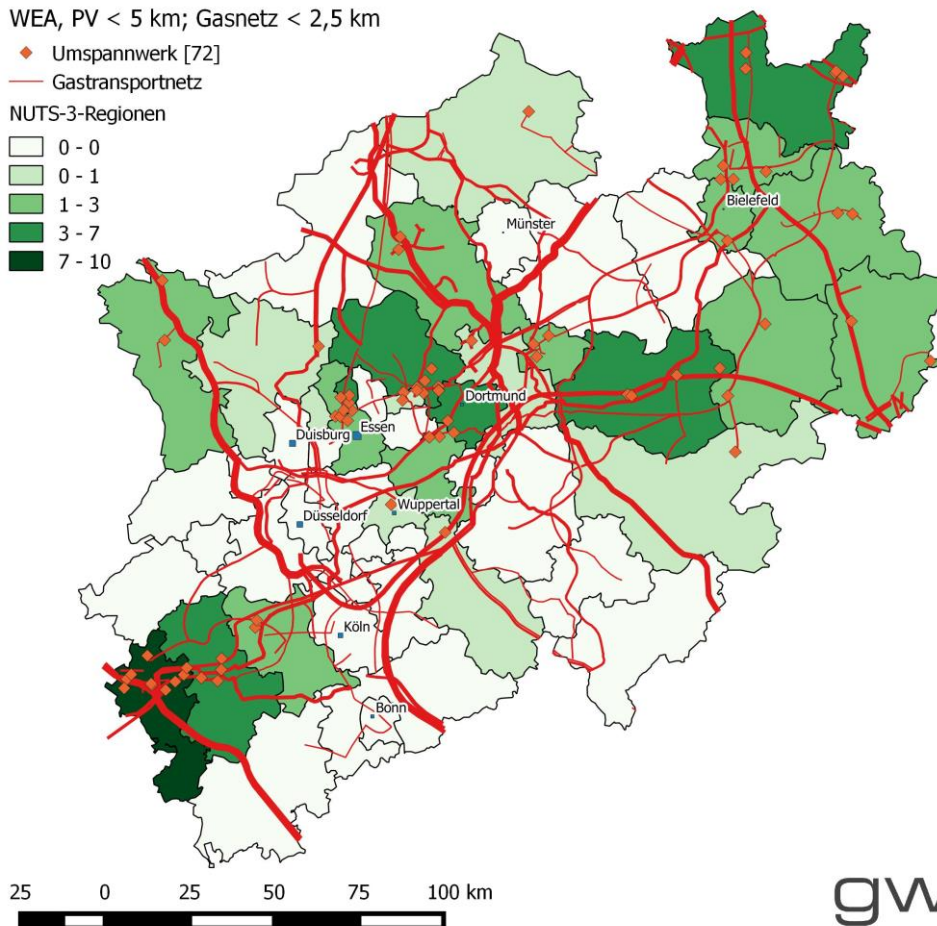


Abbildung 5-80 Regionale Verteilung der 72 Umspannwerke mit benachbarten Windenergie- und PV-Anlagen größer 1 MW mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene, eigene Darstellung

Durch die immer komplexeren Kriterien stechen nur noch wenige Regionen durch besonders viele als Speicherstandort geeignete Umspannwerke hervor. Wie in Abbildung 5-80 zu sehen gibt es nördlich des Ruhrgebiets eine Ansammlung von Umspannwerken, die sowohl in der Nähe einer Gastransportleitung liegen als auch Einspeisung durch Wind- und PV-Anlagen erfahren. Außerdem liegen in der Region um Aachen viele Umspannwerke, die die gewählten Kriterien erfüllen.

In Abbildung 5-81 lässt sich erkennen, dass sich auch bei der Betrachtung von Windparks ähnliche Regionen ergeben wie bei der Betrachtung von gemeinsamer Wind- und PV-Einspeisung. Insgesamt erfüllen mehr Umspannwerke die Kriterien ‚Nähe zu mindestens fünf Windenergieanlagen und Gastransportnetz‘ (109 zu 72).

Umspannwerke mit Nähe zu mehr als 5 WEA und Gastransportnetz in NRW

WEA < 5 km; Gasnetz < 2,5 km

Umspannwerk [109]

Gasnetz

NUTS-3-Regionen

0 - 0

0 - 2

2 - 4

4 - 7

7 - 10

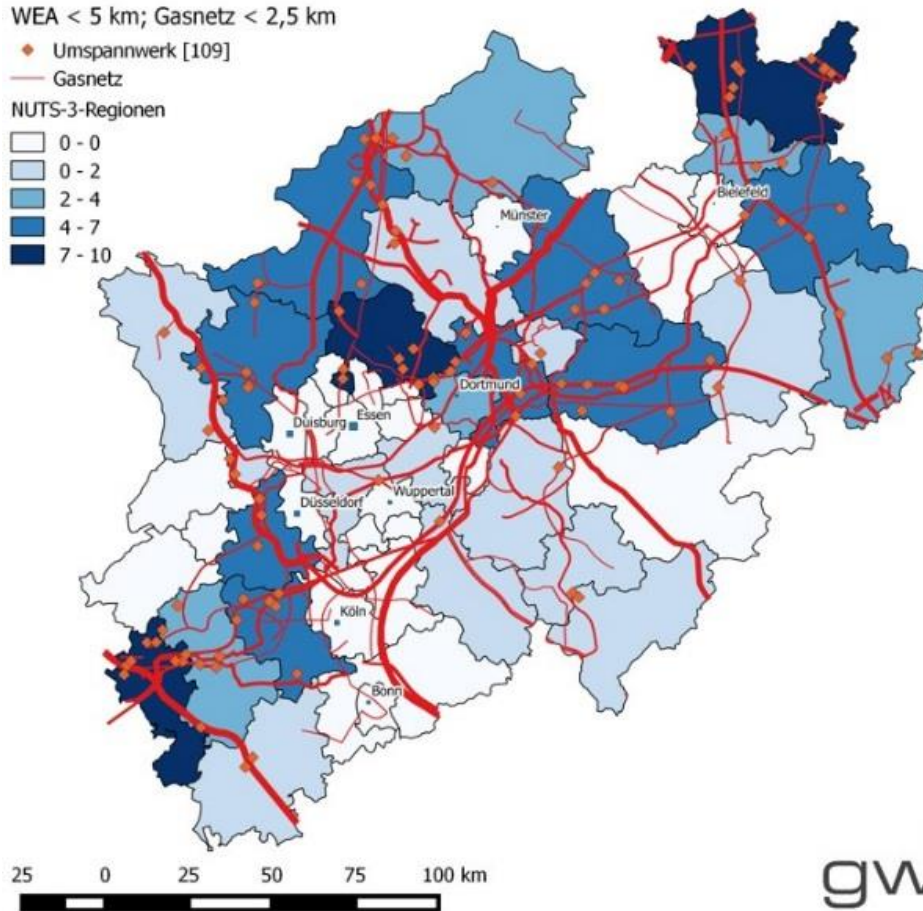


Abbildung 5-81 Regionale Verteilung der 109 Umspannwerke mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km, eigene Darstellung

In Tabelle 5-35 sind die Ergebnisse dieses Teil-Pfades für NRW zusammengefasst. Im Anhang (Band IV) finden sich die Ergebnisse nach NUTS-3-Region (Kreise und kreisfreie Städte) aufgeschlüsselt.

Tabelle 5-35 Ergebnis: Anzahlen qualifizierter Standorte für PtG-Anlagen an Umspannwerken mit lokaler EE-Produktion in NRW gemäß PV: Stand 2014, Wind: Stand 2015

Bundesland	Anzahl Umspannwerke mit Anschluss ans HS-/HöS-Netz	EE-Anlagen		Anzahl Umspannwerke					
				innerhalb Radius von 5 km				mit Gas-Transportnetz innerhalb 2,5 km	
		Wind	PV > 1 MW	mit Wind	mit PV > 1 MW	mit Wind + PV	mit > 5 WEA	Wind+PV	> 5 WEA
NRW	715	2931	125	427	175	108	181	72	109

5.5.2.2.2 POTENZIELLE STANDORTE FÜR H₂-EINSPEISUNG INS GASTRANSPORTNETZ IN DEUTSCHLAND

Die Gesamtansicht von Deutschland zeigt, dass bei der Betrachtung von Windenergie, vor allem in der nördlichen Hälfte, viele Umspannwerke eine Belastung durch den eingespeisten Strom erfahren (s. Abbildung 5-82). Es finden sich insgesamt **884** Umspannwerke, in deren Umkreis von 5 km mindestens fünf Windenergieanlagen stehen. Auf Ebene der Bundesländer liegen die meisten Umspannwerke in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen (vgl. Tabelle 5-36).

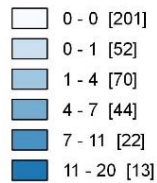
Werden sowohl Wind als auch Photovoltaik betrachtet, rücken auch einige Regionen im Süden in den Fokus, an denen Power-to-Gas sinnvoll installiert werden kann (s. Abbildung 5-83). Insgesamt **659** Umspannwerke erfüllen die Kriterien der Nachbarschaft zu sowohl Windenergie- als auch mindestens einer großen Photovoltaik-Anlage (> 1 MW). Auf NUTS-3-Ebene gibt es 4 Regionen, in denen zwischen 10 und 15 betroffene Umspannwerke stehen. Diese liegen in Mecklenburg-Vorpommern, Nordrhein-Westfalen und Sachsen. Wie in Tabelle 5-36 zu sehen, ist auch Brandenburg ein Bundesland mit vielen potenziell als Speicherstandort geeigneten Umspannwerken.

Regionale Verteilung der Umspannwerke mit mind. 5 benachbarten Windenergieanlagen

auf NUTS-3-Ebene

Anzahl Umspannwerke pro Region [Anzahl der Regionen]

NUTS-3-Regionen [402]



Umspannwerk

- ohne PV-Anlage
- mit PV-Anlage

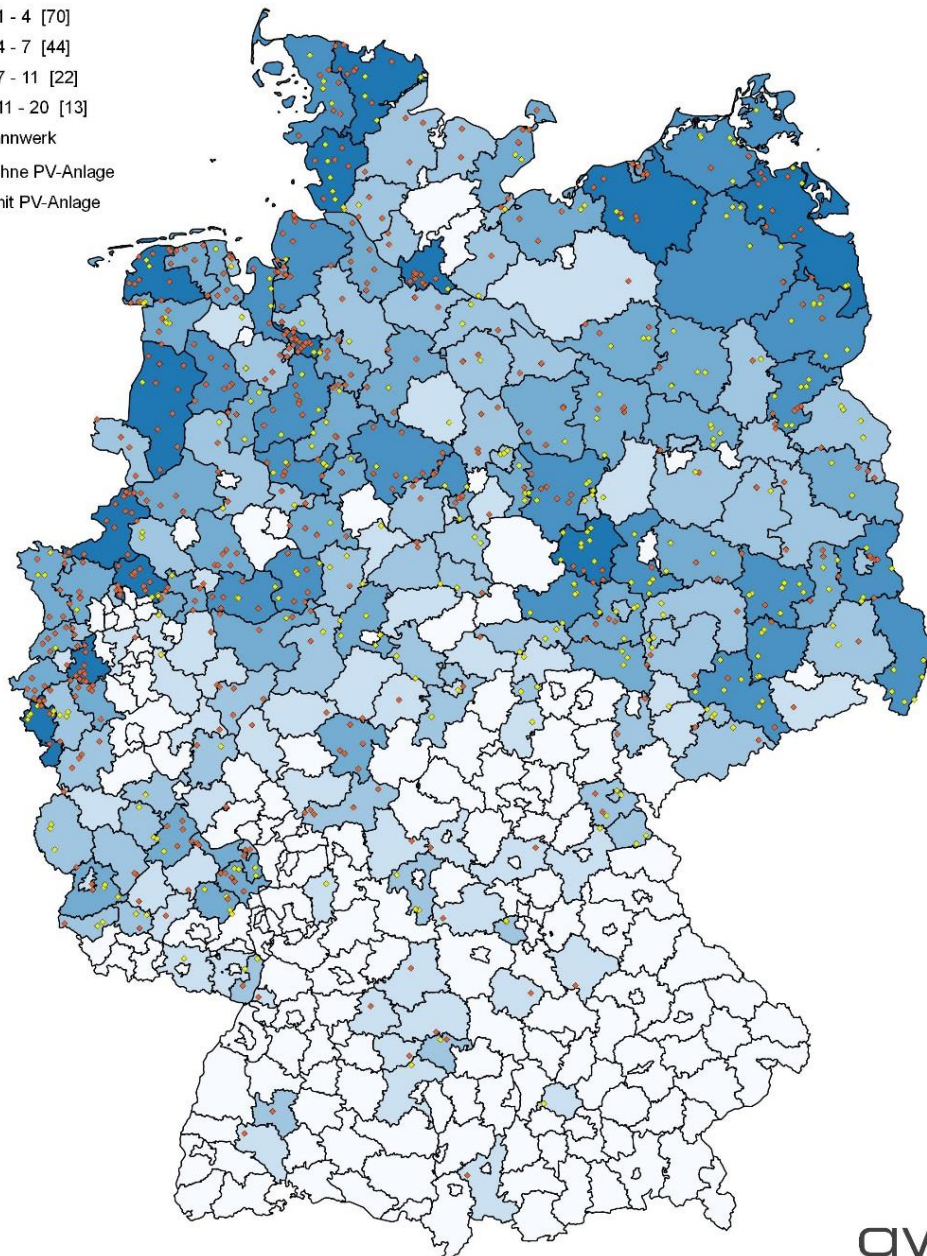


Abbildung 5-82 Regionale Verteilung der 884 Umspannwerke (181 in NRW) mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen auf NUTS-3-Ebene

Regionale Verteilung der Umspannwerke mit benachbarten Windenergie- und PV-Anlagen größer 1 MW
auf NUTS-3-Ebene

Anzahl Umspannwerke pro Region [Anzahl der Regionen]

NUTS-3-Regionen [402]

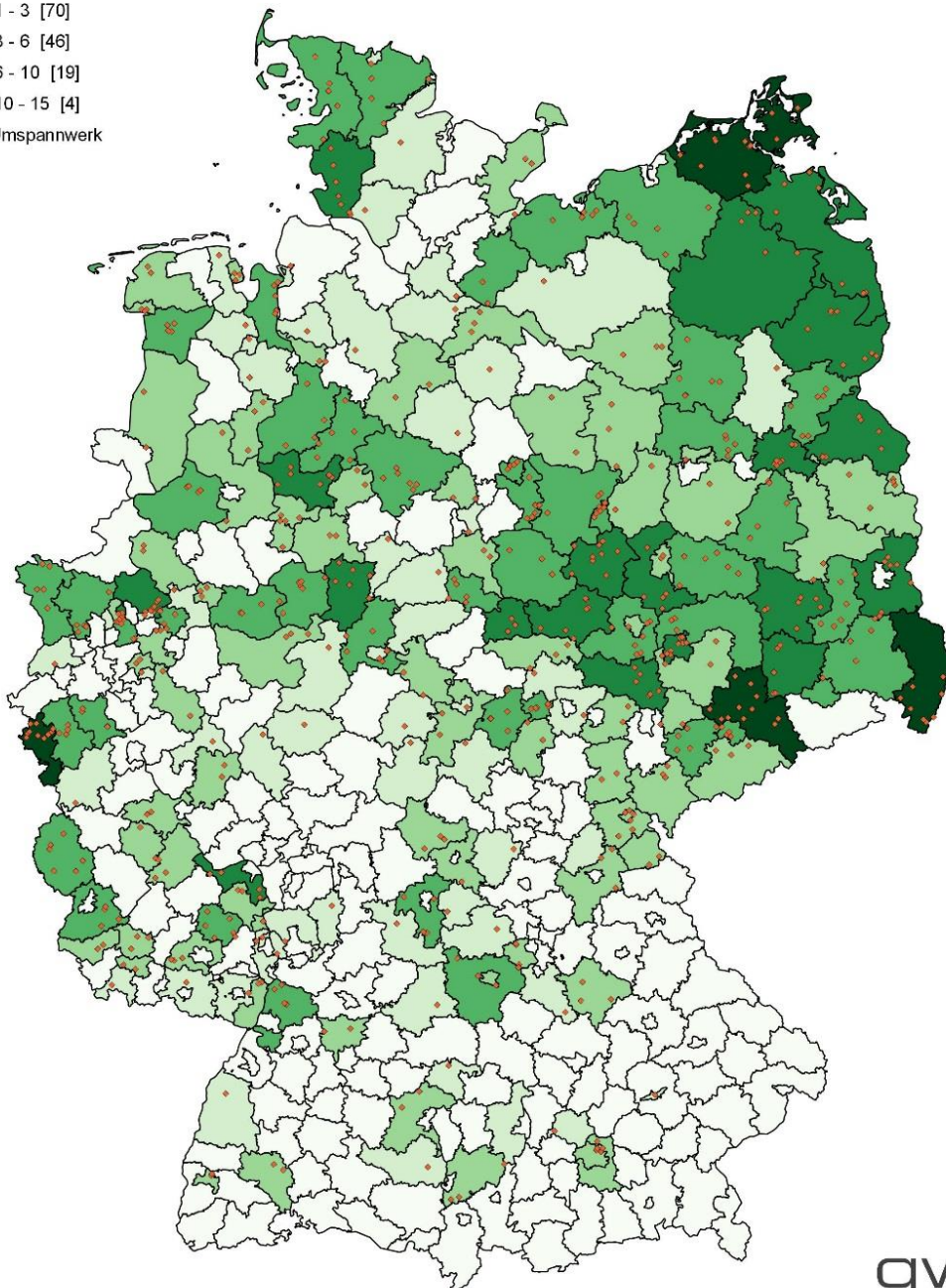
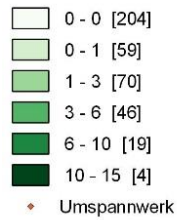


Abbildung 5-83 Regionale Verteilung der 659 Umspannwerke (108 in NRW) mit benachbarten Windenergie- und PV-Anlagen größer 1 MW auf NUTS-3-Ebene

Auch bei der bundesweiten Standortanalyse resultiert aus der Anwendung des zusätzlichen Kriteriums der Nähe zum **Gastransportnetz** eine Abnahme der potenziellen Standorte. Für Umspannwerke mit Belastung durch Windenergieanlagen reduziert sich die Anzahl von 884 auf **422** (vgl. Tabelle 5-36). Diese liegen zu großen Teilen in Nordrhein-Westfalen (109 Umspannwerke) und Niedersachsen (100 Umspannwerke). In den auf NUTS-3-Ebene aufgelösten Datensätzen ist jedoch zu erkennen, dass auch in anderen Bundesländern Regionen existieren, in denen besonders viele Umspannwerke die genannten Kriterien erfüllen (s. Abbildung 5-84).

Regionale Verteilung der Umspannwerke mit mind. 5 benachbarten Windenergieanlagen
mit Gastransportnetz im Umkreis auf NUTS-3-Ebene

Anzahl Umspannwerke pro Region [Anzahl der Regionen]

NUTS-3-Regionen [402]

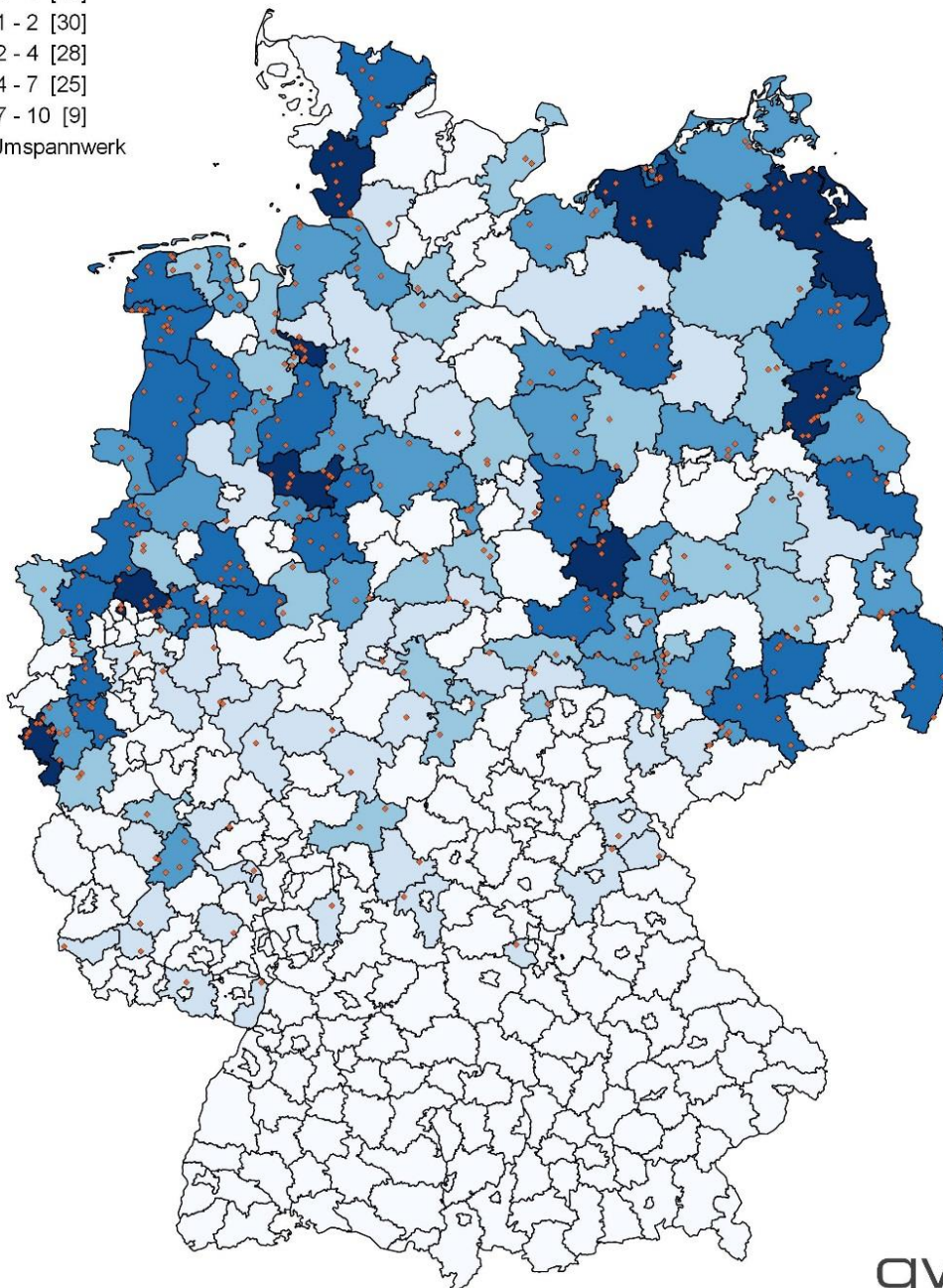
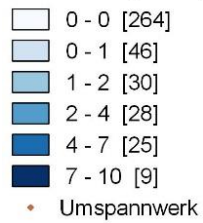


Abbildung 5-84 Regionale Verteilung der 422 Umspannwerke (109 in NRW) mit mindestens 5 benachbarten Windenergieanlagen mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene

Im Hinblick auf die Belastung durch sowohl Wind- als auch PV-Einspeisung reduziert sich die Anzahl der Umspannwerke mit Gastransportnetzanschluss von 659 auf **321** (vgl. Tabelle 5-36). Auf Landesebene liegen in **Nordrhein-Westfalen** mit **72** Umspannwerken die meisten Standorte, die diese Voraussetzungen erfüllen, vor. Gut 40 Umspannwerke weisen Niedersachsen, Sachsen und Sachsen-Anhalt auf. Für das Szenario einer vorausgesetzten Kombination aus PV- und Windenergieanlagen zeigt Abbildung 5-85, dass neben den bereits genannten Bundesländern auch Mecklenburg-Vorpommern Regionen aufweist, in denen viele geeignete Umspannwerke stehen.

Regionale Verteilung der Umspannwerke mit benachbarten Windenergie- und PV-Anlagen größer 1 MW
mit Gastransportnetz im Umkreis auf NUTS-3-Ebene

Anzahl Umspannwerke pro Region [Anzahl der Regionen]

NUTS-3-Regionen [402]

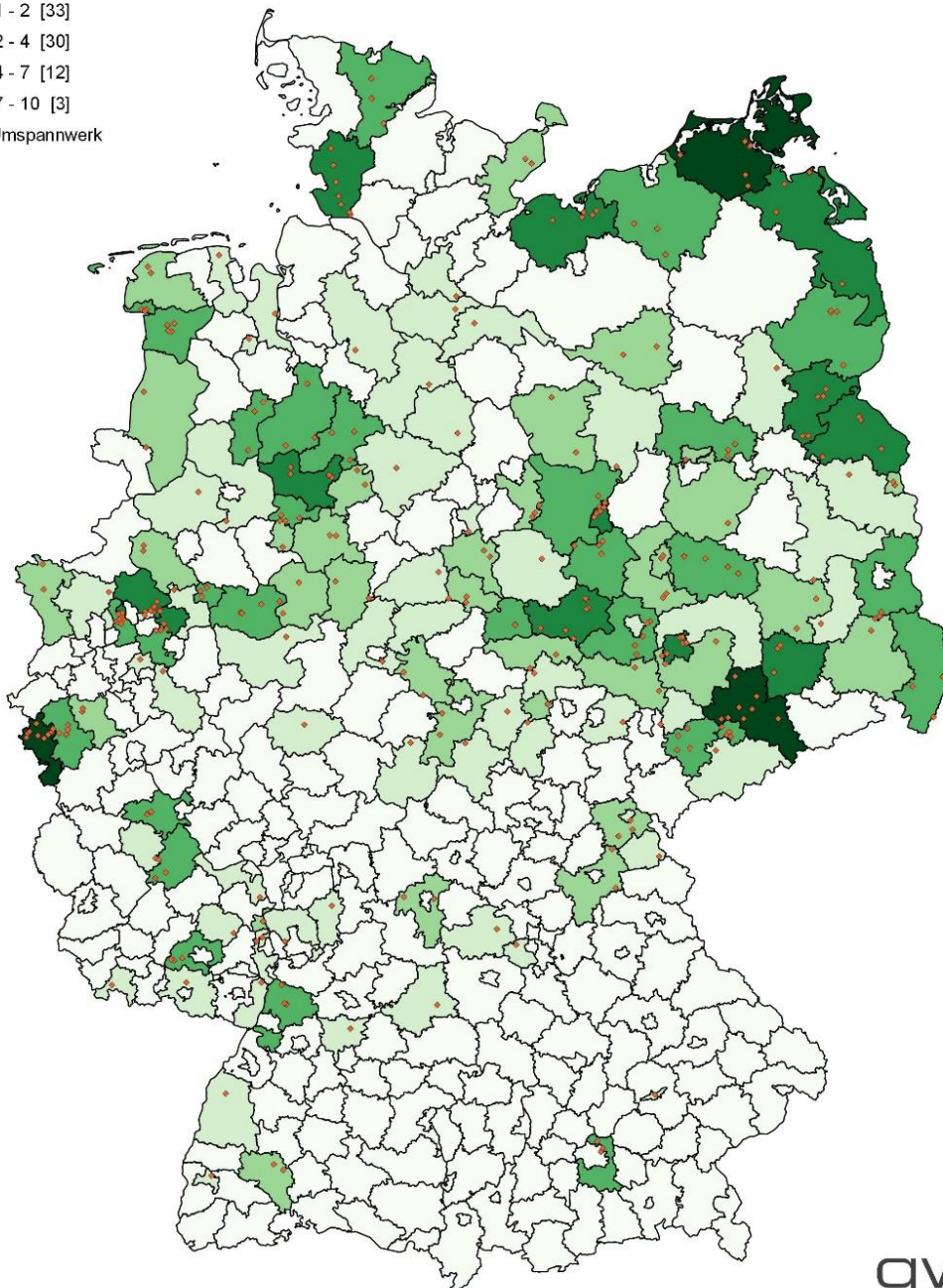
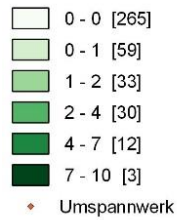


Abbildung 5-85 Regionale Verteilung der 321 Umspannwerke (72 in NRW) mit benachbarten Windenergie- und PV-Anlagen größer 1 MW mit Gastransportnetz im Umkreis von 2,5 km auf NUTS-3-Ebene

Wie in Tabelle 5-36 zu erkennen ist, schneidet Nordrhein-Westfalen im deutschlandweiten Vergleich sehr gut in Bezug auf die potenzielle Anzahl geeigneter Power-to-Gas Standorte an durch EE belasteten Umspannwerken ab. Die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen weisen aufgrund ihrer geringen Größe sowie hohen Bevölkerungsdichte nur wenige mögliche PtG-Standorte unter den hier untersuchten Voraussetzungen auf. Nordrhein-Westfalen könnte mit seiner hervorragend ausgebauten strom- und gaseitigen Infrastruktur zu einem wichtigen Abnehmer von Überschussstrom werden. Durch die zahlreichen potenziellen Standorte, an denen die Voraussetzungen ‚hohe Belastung durch EE-Einspeisung‘ sowie ‚Nähe zum Gasnetz‘ erfüllt sind, kann das Land NRW zur Flexibilisierung des Energiesystems beitragen und Abregelung von EE-Anlagen verhindern.

Tabelle 5-36 Ergebnis: Anzahlen qualifizierter Standorte für PtG-Anlagen an Umspannwerken mit lokaler EE-Produktion in den deutschen Bundesländern. Das jeweils größte Ergebnis potenzieller Standorte ist grün hervorgehoben, das geringste rot.

Bundesland	Anzahl Umspannwerke mit Anschluss ans HS-/HöS-Netz	EE-Anlagen		Anzahl Umspannwerke					
		Wind	PV > 1 MW	innerhalb Radius von 5 km				mit Gas-Transportnetz innerhalb 2,5 km	
				mit Wind	mit PV > 1 MW	mit Wind+PV	mit > 5 WEA	Wind+PV	> 5 WEA
Baden-Württemberg	380	462	164	63	124	18	11	9	0
Bayern	564	818	893	86	305	48	21	14	6
Berlin	73	4	3	15	25	9	2	0	0
Brandenburg	193	3.153	491	114	115	75	87	32	43
Bremen	34	77	1	29	6	3	25	0	9
Hamburg	22	65	0	17	1	1	12	1	2
Hessen	206	799	101	56	65	16	25	7	10
Mecklenburg-Vorpommern	129	1.475	191	79	76	43	55	23	33
Niedersachsen	429	5.336	161	291	119	79	205	41	100
Nordrhein-Westfalen	715	2.831	125	427	175	108	181	72	109
Rheinland-Pfalz	205	1.347	161	94	93	47	55	18	14
Saarland	53	144	37	13	41	9	7	1	2
Sachsen	211	847	253	98	118	71	47	38	27
Sachsen-Anhalt	159	2.431	286	105	103	69	74	38	42
Schleswig-Holstein	140	2.582	117	91	34	27	62	12	16
Thüringen	106	673	166	49	63	36	15	15	9
SUMME	3.619	23.044	3.150	1.627	1.463	659	884	321	422

Mit dem weiteren Verlauf der Energiewende in Deutschland und dem fortgesetzten Zubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen wird sich die Anzahl der qualifizierten Speicherstandorte weiter erhöhen. Die hier gezeigten Ergebnisse verdeutlichen jedoch, dass bereits heute (Stand 2015) potenzielle Speicherstandorte in erheblicher Anzahl zur Verfügung stehen, sogar unter Anwendung strenger Filterkriterien unter der Maßgabe lokal vorhandener EE-Erzeugung.

5.5.2.2.3 BEISPIEL: POWER-TO-GAS ANLAGE „WINDGAS FALKENHAGEN“: WASSERSTOFFEINSPEISUNG INS GASTRANSPORTNETZ

Die im August 2013 in Betrieb gegangene Power-to-Gas-Anlage Falkenhagen erzeugt aus rund 2 MW_{el} Windstrom 360 Nm³/h Wasserstoff. Dazu kommt eine alkalische Elektrolyse zum Einsatz. Der so produzierte grüne Wasserstoff wird bei maximal 55 bar Überdruck und bis zu 2 Vol.-% Anteil ins Erdgastransportnetz eingespeist. Die Erfahrungen sind bisher sehr positiv. So ist die Effizienz der Anlage besser als erwartet, es gab keine PtG-spezifischen Anlagenausfälle und eine technisch auffällige Alterung der Elektrolyse-Stacks hat bis dato nicht stattgefunden (Stand 2017). Als erstes Resümee lässt sich sagen, dass die Technologie als marktreif angesehen werden kann, auch wenn sich Effizienz und insbesondere Kosten zukünftig weiter verbessern dürften, und dass die Power-to-Gas-Anlage alle Anforderungen des deutschen Minuten- und Sekundärregelenergiemarktes erfüllt [Scho16, Unip17].

In dem Horizon2020-Projekt STORE&GO²⁶ wird die Anlage in Falkenhagen nun um eine katalytische Methanisierung erweitert, die es ermöglicht ohne Beschränkungen ins Erdgasnetz einzuspeisen. Aus 210 m³/h Wasserstoff und 52,5 m³/h CO₂ aus einer nahegelegenen Biogasanlage sollen so 57 m³/h SNG durch katalytische Methanisierung hergestellt werden. Die Inbetriebnahme der Methanisierungsanlage erfolgt im Mai 2018[Scho17][Scho17].

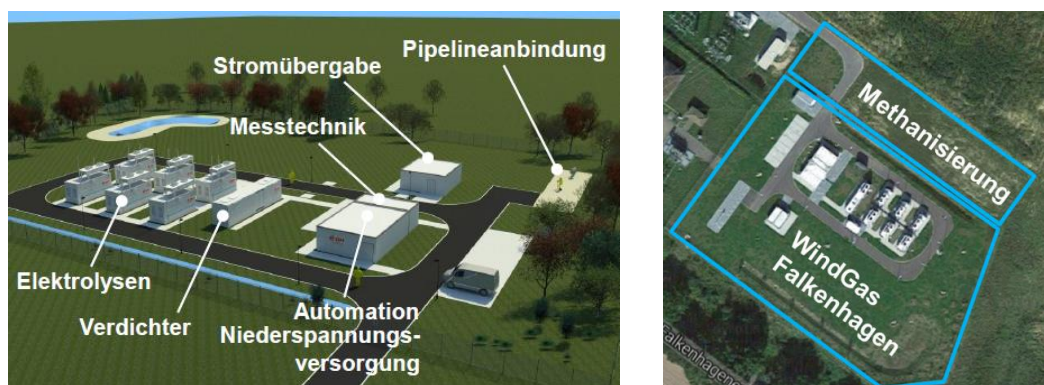


Abbildung 5-86 Power-to-Gas Anlage Falkenhagen in Phase 1 (links) und Phase 2 mit Erweiterung (rechts),
Quellen: [Scho13, Scho17]

²⁶ Weitere Informationen zum EU-Projekt STORE&GO finden Sie unter <https://www.storeandgo.info/>. Ansprechpartner im Virtuellen Institut für das genannte Projekt ist Dr. Johannes Schaffert (GWI).

5.5.3 PFAD 5B: WASSERSTOFF-EINSPEISUNG IN GASVERTEILNETZE

5.5.3.1 METHODIK UND MODELLBESCHREIBUNG

In Pfad 5B werden die Potenziale der Wasserstoffeinspeisung in **Gasverteilnetze** in NRW untersucht. Diese Studie trifft eine quantitative, orts aufgelöste Aussage über die maximalen theoretischen Wasserstoffmengen, die zukünftig auf diesem Weg ins Energiesystem integrierbar sind.

Modellentwicklung

In diesem Kapitel kommt das Geoinformationsmodell **GET.MoRE** des GWI zum Einsatz. Für den Betrachtungsraum „Verteilnetze in NRW“ kann auf eine umfassende Datengrundlage zurückgegriffen werden, die aus Vorarbeiten des GWI und netzgebiet-spezifischer Recherche zu ausgespeisten Jahresarbeiten gestützt wird. Es wurden Daten gemäß den Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber nach § 27 Absatz 2 GasNEV genutzt. Der erstellte Datensatz beinhaltet neben der örtlichen Auflösung der Betreibergebiete und der Jahresarbeit des ausgespeisten Erdgases auch die zugehörige Jahreshöchstlast, die näherungsweise als Referenzpunkt zur Skalierung von Lastkurven verwendet werden kann.

Mit dem Ziel der Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit den parallelen Arbeiten der vorliegenden Studie wurden für Nordrhein-Westfalen die ausgespeisten Jahresarbeiten über einen Einwohnerschlüssel auf den **Bilanzraum** der **Gemeinden** umgelegt. Großindustrielle Verbräuche aus energieintensiven Industrien, die ihren Erdgasbezug über Sticleitungen direkt aus den Transportnetzen decken, sind nicht Teil dieser Verteilnetzstudie. Für die Gasnetzgebiete in NRW wurde ein Modell der Abnehmerstruktur angewendet, um die im Verteilnetz befindlichen industriellen Lasten sowie den Gewerbe-, Handel-, Dienstleistungssektor näherungsweise mit regionaler Auflösung einzubeziehen. Die Umrechnung dieser Daten auf die Gemeindeebene wurde näherungsweise über die Einwohnerzahl durchgeführt.

Zu historischen Daten der Erdgasverbräuche in Deutschland sowie NRW finden sich weitere Angaben in der Steckbriefsammlung unter dem Titel „Erdgasnetz und Wasserstoffeinspeisung“ in Band V dieses Abschlussberichtes.

Annahmen zu technischen Parametern von Power-to-Gas zur Modellentwicklung

Für die Berechnung verwendete technische Daten der Alkalischen Elektrolyse können im Steckbrief „Wasser-Elektrolyse“ im Anhang dieses Berichtes (Band V) eingesehen werden. Für die alkalische Elektrolyse liegt eine ausreichende Datenbasis vor. Die Berücksichtigung dieser Elektrolysetechnologie für die Potenzialberechnungen kann als konservative Abschätzung angesehen werden, da weitere Technologiesprünge z.B. bei der Hochtemperaturelektrolyse erwartet werden.

Saisonale Berechnung der Wasserstoffeinspeisepotenziale in die Verteilnetze NRW

Für die Berechnung der Wasserstoffpotenziale wird eine saisonale Berechnung des Erdgasbedarfes durchgeführt. Beispielhaft wird in Abbildung 5-87 der zeitaufgelöste Gasabsatz eines großen Gasverteilnetzes dargestellt.

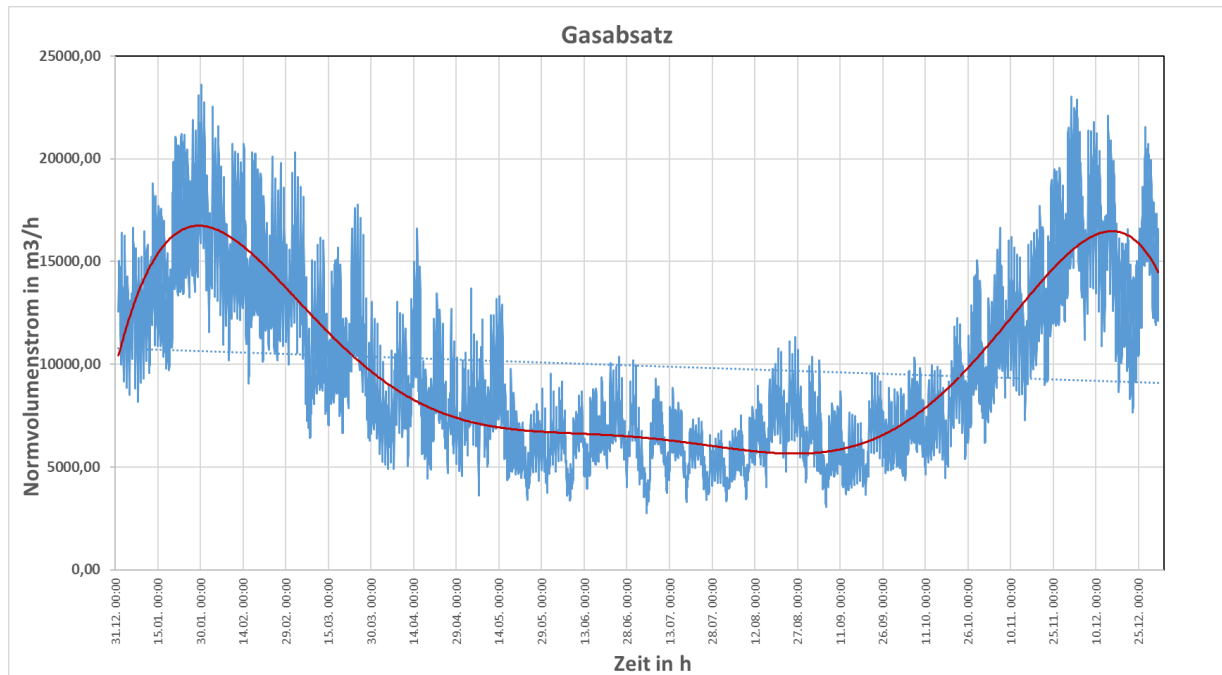


Abbildung 5-87 Tagesspezifisches Abnahmeverhalten eines großen Gasversorgungsunternehmens über die Dauer eines Jahres (blau) und Interpolationsfunktion (rot), Datengrundlage GWI in Anlehnung an Burmeister et. al. [BSBA12].

Die Lastkurve zeigt ein typisches saisonales Verhalten mit einer deutlichen Abnahme des Erdgasverbrauchs in den Sommermonaten und erhöhtem Gasabsatz innerhalb der Heizperiode. Soll eine Power-to-Gas-Anlage möglichst ganzjährig verfügbar sein, so darf zu keinem Zeitpunkt einer der oben beschriebenen Einspeisegrenzwerte überschritten sein. Das ‚Sommertal‘ der Gasbedarfskurve resultiert daher in einem Korrekturfaktor, der auf die Berechnung der theoretischen bilanziellen Wasserstoffpotenziale anzuwenden ist. Auf der Basis von durchschnittlichen historischen Gasabgaben beispielhafter nordrheinwestfälischer Verteilnetze für jeden Tag des Jahres konnte eine Berechnungsgrundlage für einen saisonalen Korrekturfaktor geschaffen werden.

5.5.3.2 ERGEBNISSE FÜR NRW

Jahresbedarf Erdgas in den Gemeinden NRW

Im Ergebnis der Recherchen und gemeindeschaffen Berechnungen lassen sich die Jahresbedarfe für Erdgas Stand 2015 abbilden (Abbildung 5-88), die sich in Summe für NRW auf 179 TWh belaufen. Für

einige Netzgebiete (in der Abbildung ausgegraut) konnten keine Verbrauchswerte ermittelt werden. Wesentlich deutlicher als bei der Betrachtung der Gasbedarfe auf Ebene der Netzbetreibergebiete zeigt diese Darstellung, dass eine wesentliche Fragestellung der Wärmebereitstellung in NRW lautet: Wie kommt erneuerbare Energie in die Stadt? So vereinen allein die zehn verbrauchsstärksten Städte (Köln, Düsseldorf, Dortmund, Wuppertal, Münster, Bonn, Essen, Bochum, Aachen, Neuss) einen Anteil von 23,35 % (41.716 TWh) auf sich. Mit fortschreitender Energiewende bzw. zunehmendem Erfolg von Energieeffizienzmaßnahmen wie Dämmungsmaßnahmen an den Gebäudehüllen wird dieser anteilige Verbrauchsschwerpunkt auch weiterhin bei den Ballungsgebieten bleiben, während die EE-Erzeugung jedoch in den dünnbesiedelten Gebieten NRW und Regionen außerhalb NRW (Küstenregionen) am stärksten zunehmen wird.

Jahresbedarf Erdgas in den Gemeinden NRW 2015

auf Verteilnetzebene

GWh/a

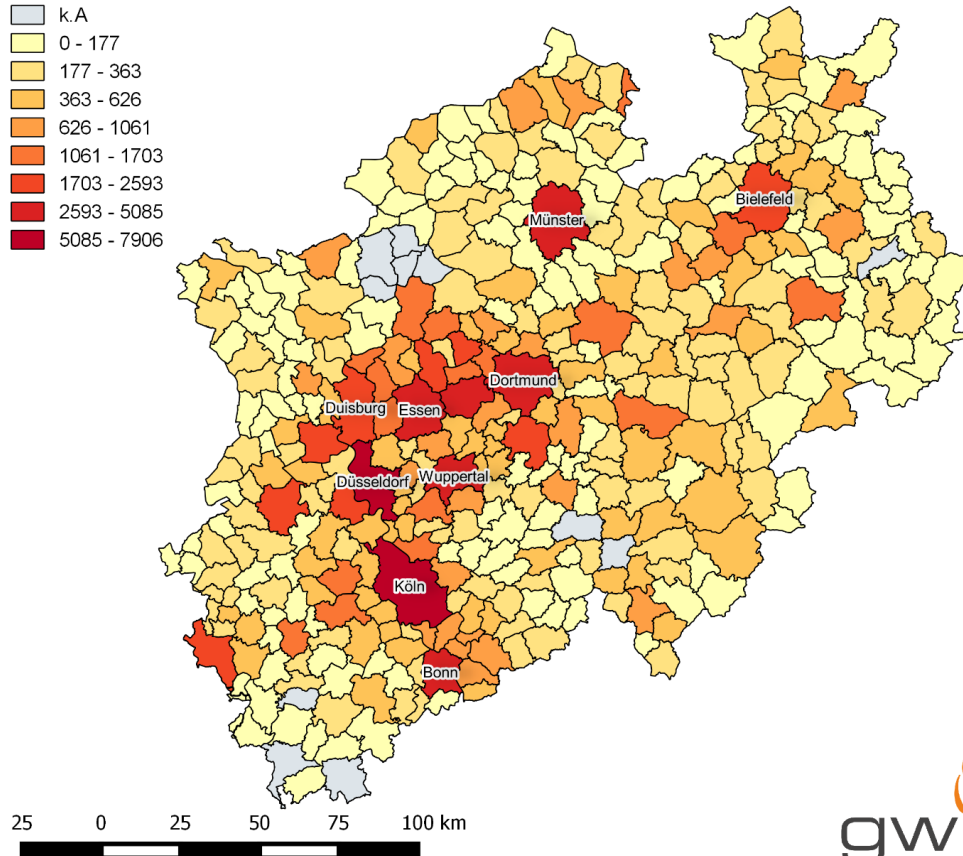
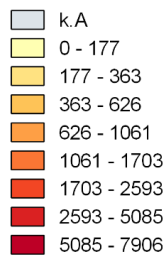


Abbildung 5-88 Jahresbedarf Erdgas in den Gemeinden NRW 2015 auf Verteilnetzebene. Es ergeben sich in Summe 178.666 GWh/a, eigene Berechnung und Darstellung.

Theoretisch einspeisbare Wasserstoffmenge in die Verteilnetze NRW

Bei der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz findet das Regelwerk des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) Anwendung. So wird die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff als Zusatzgas im Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“ aufgegriffen. Darin heißt es: „Untersuchungen haben gezeigt, dass ein Wasserstoffgehalt in einstelligem Prozent Bereich im Erdgas in vielen Fällen unkritisch ist, wenn die brenntechnischen Kenndaten entsprechend DVGW-Arbeitsblatt G 260 eingehalten werden“ [Dvgw11, Deut13].

Gleichzeitig werden begrenzende Faktoren für die Wasserstoffbeimischung angegeben. Diese können unter anderem die Anforderungen von Gasturbinenherstellern oder die Nutzung von Erdgas als Treibstoff gemäß DIN 51624 (Grenzwert max. 2 %) sein [Deut08a].

In Abbildung 5-89 ist die Veränderung des Brennwertes in Abhängigkeit der Wasserstoffkonzentration abgebildet [BSBA12].

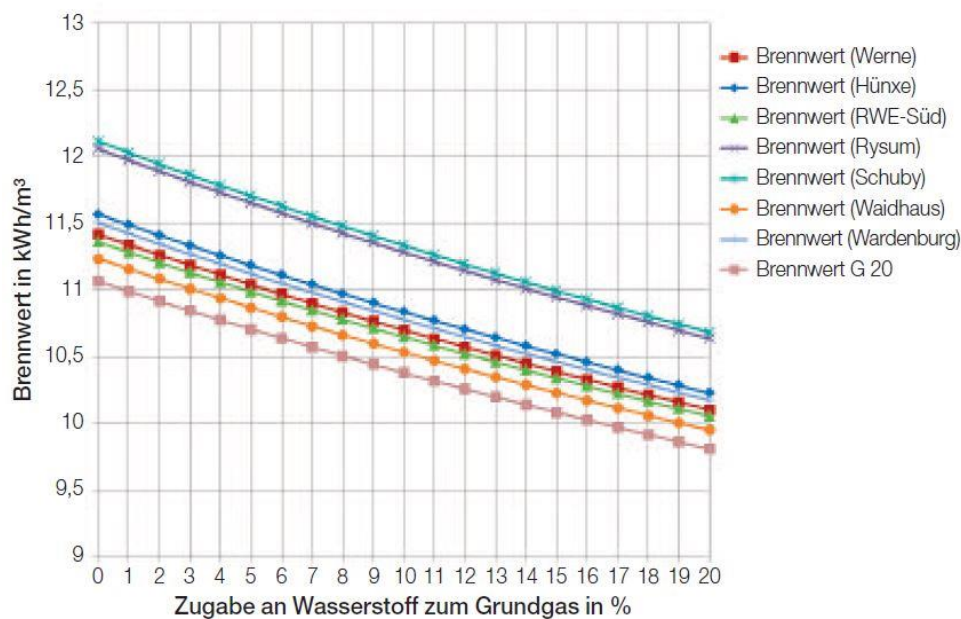


Abbildung 5-89 Brennwert von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen als Funktion der Wasserstoffzugabe. Eigene Abbildung GWI [BSBA12].

Der Brennwert ist jedoch nicht die einzige relevante Eigenschaft des Erdgasgemisches. Mit dem Ziel, die Austauschbarkeit von Brenngasen zu gewährleisten gelten unter anderem zusätzliche Grenzen für

die relative Dichte und den Wobbe-Index als Maß für die Austauschbarkeit von Brenngasen²⁷. Für hochkalorische Erdgase vom Typ H und niederkalorische Erdgase vom Typ L entstehen somit jeweils zulässige Eigenschaftsfenster, innerhalb derer eine Wasserstoffbeimischung möglich sind.

In Abbildung 5-90 sind die Veränderungen der Gasbeschaffenheitskennwerte (H_s , W_s , d) in Abhängigkeit der Wasserstoffkonzentration für L- und H-Erdgase unter Berücksichtigung der Grenzwerte nach DVGW Arbeitsblatt G 260, Stand März 2013 [Deut13], dargestellt. Die Zumischung von Wasserstoff führt zu einer Änderung der Gaskennwerte. Der volumetrische Brennwert von Wasserstoff beträgt etwa ein Drittel des Brennwertes von Erdgas H, sodass bei einer Zumischung von 16 Mol.-% Wasserstoff der Energieinhalt des Gasgemisches (Beispiel: Erdgas H Philips Emden) um etwa 11 Prozent abnimmt. Der Wobbe-Index hingegen nimmt bei gleicher Zumischung nur um etwa 4 % ab.

Das weitaus kritischste Kriterium bei der Beimischung von Wasserstoff in Erdgas stellt die (relative) Dichte des Gemisches dar, da Wasserstoff erheblich leichter ist als Erdgas. Dieses Kriterium wird bei zunehmender Wasserstoff-Beimischung als erstes verletzt (Abbildung 5-90). Wichtig hierbei ist aber auch die Beschaffenheit des Grundgases, in das Wasserstoff eingespeist werden soll. So kann in Russland-H-Gas weitaus weniger H_2 beigemischt werden als in Nordsee-H-Gas, bevor der Gültigkeitsbereich des Gasbeschaffenheitsregelwerks verlassen wird.

²⁷ Der Wobbe-Index W_s ist definiert als der Quotient aus dem Brennwert H_s und der Quadratwurzel der relativen Dichte des Gasgemisches $W_s = H_s / \sqrt{(\rho / \rho_0)}$. Die relative Dichte entspricht dem Quotienten aus der Dichte des Brenngases und der Dichte trockener Luft bei identischen Bedingungen.

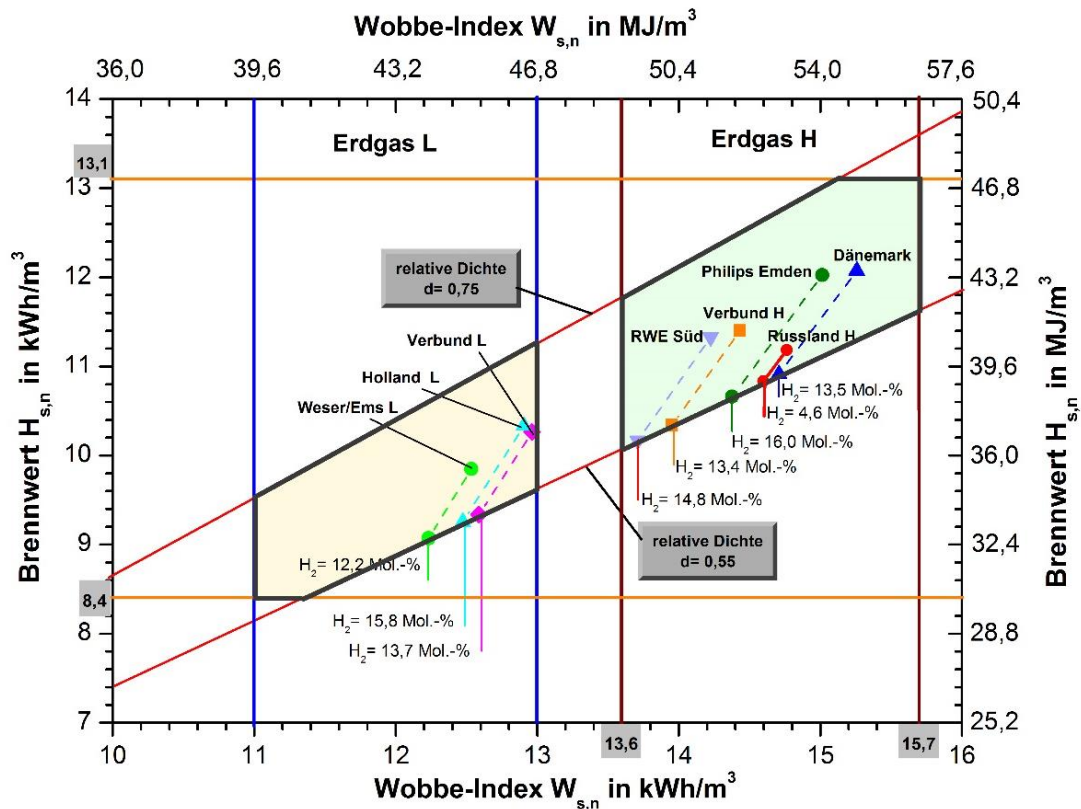


Abbildung 5-90 Mögliche Zugabe von Wasserstoff in L- und H-Erdgase. Grenzen entsprechend DVGW Arbeitsblatt G 260 mit Stand März 2013 [Deut13]. Berechnung der maximalen theoretischen Wasserstoffbeimischgrenzen für ausgewählte Erdgase und Darstellung: GWI.

Zur Bestimmung der Wasserstoffaufnahmepotenziale der Verteilnetze in NRW werden Szenarien untersucht, die **Wasserstoffbeimischungen** von 5 und 10 Vol.-% für die Gegenwart und 15 Vol.-% für das Jahr 2050 annehmen.

Im Hinblick auf die **Marktraumumstellung**, im Zuge derer das niederkalorische L-Gas bis zum Jahr 2030 vollständig aus dem deutschen Erdgassektor verdrängt werden soll, wird in der Modellbetrachtung mit der vereinfachenden Annahme gerechnet, dass in den Erdgasnetzen ausschließlich hochkalorisches H-Gas transportiert wird. Dies führt zu langfristig belastbareren Ergebnissen.

In Abbildung 5-91 sind die saisonalen, theoretisch durch Wasserstoff substituierbaren Erdgasmengen für die Gemeinden NRWs aufgetragen. Die bedarfsstärksten Gemeinden bieten entsprechend der angenommenen Einspeiseobergrenzen die höchsten Potenziale zur Wasserstoffbeimischung auf Verteilnetzebene. Die theoretischen Maximalwerte für eine Einspeisung von 10 Vol.-% Wasserstoff erreichen für die bevölkerungsstärkste Gemeinde Köln bis zu 102 GWh pro Jahr.

Wasserstoffpotenziale der Gemeinden NRWs 2015

unter der Annahme einer Beimischung von 5 bzw. 10 Vol.-% in die Gasverteilnetze
GWh/a (5Vol.-%)

- k.A.
- 0.0 - 1.0
- 1.0 - 3.0
- 3.0 - 5.0
- 5.0 - 9.0
- 9.0 - 13.0
- 13.0 - 19.0
- 19.0 - 36.0
- 36.0 - 51.0

GWh/a (10 Vol.-%)

- k.A.
- 0.0 - 2.0
- 2.0 - 6.0
- 6.0 - 11.0
- 11.0 - 18.0
- 18.0 - 27.0
- 27.0 - 38.0
- 38.0 - 63.0
- 63.0 - 102.0

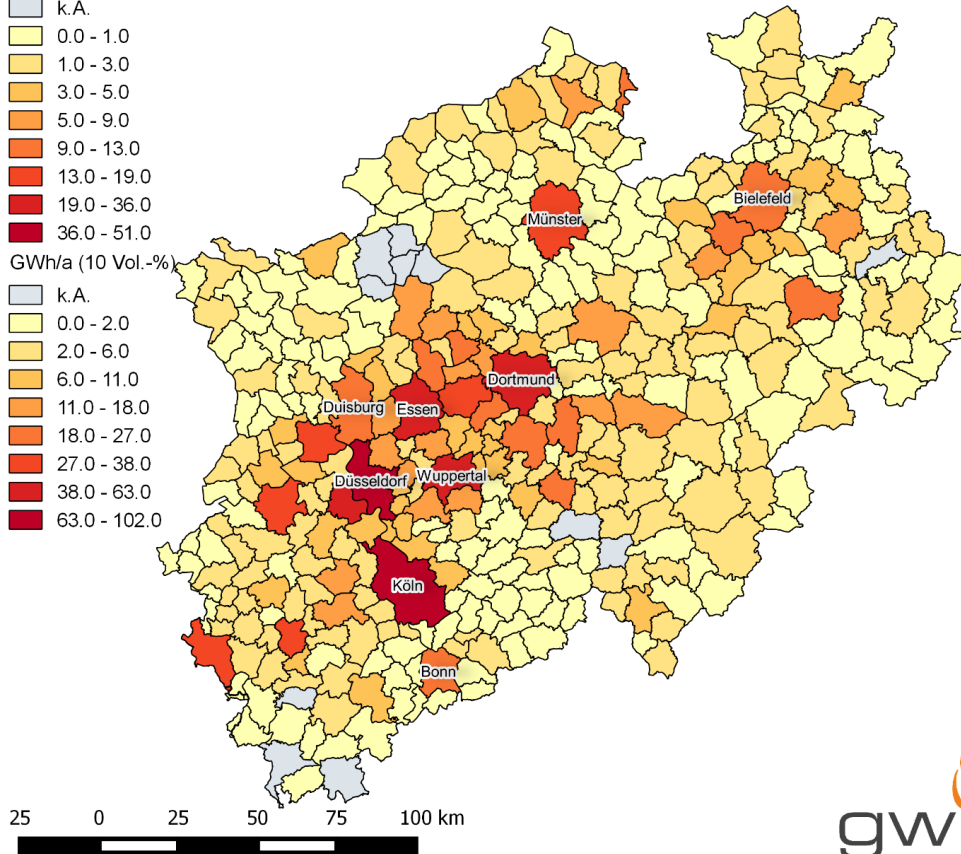


Abbildung 5-91 Theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas bei einer Volumenobergrenze von 5 und 10 Vol.-%, basierend auf dem saisonalen Verlauf des Erdgasbedarfs Stand 2015. Für NRW ergeben sich in Summe 1.187 bzw. 2.368 GWh/a, eigene Berechnung und Darstellung.

Um die **Wasserstoffeinspeisepotenziale 2050** für die Gemeinden NRWs auf Verteilnetzebene zu bestimmen, werden zunächst die Jahresenergieverbräuche Erdgas für das Jahr 2050 definiert. Es wird dafür die Annahme getroffen, dass diese der ‚Energierferenzprognose‘ 2014 entsprechend abnehmen. Demnach reduziert sich der Erdgasverbrauch bis 2050 in den Sektoren GHD und Haushalte um 37,5 % (Trendszenario) im Vergleich zum Referenzjahr 2011 [Ewig14]. Die größten Gasverbräuche aus dem Bereich der energieintensiven Industrie werden aus Direktleitungen der Gastransportnetze versorgt und beeinflussen die (zukünftige) Last der Verteilnetze nicht.

Wasserstoffpotenziale der Gemeinden NRWs 2050

unter der Annahme einer Beimischung von 15 Vol.-% in die Gasverteilnetze

GWh/a

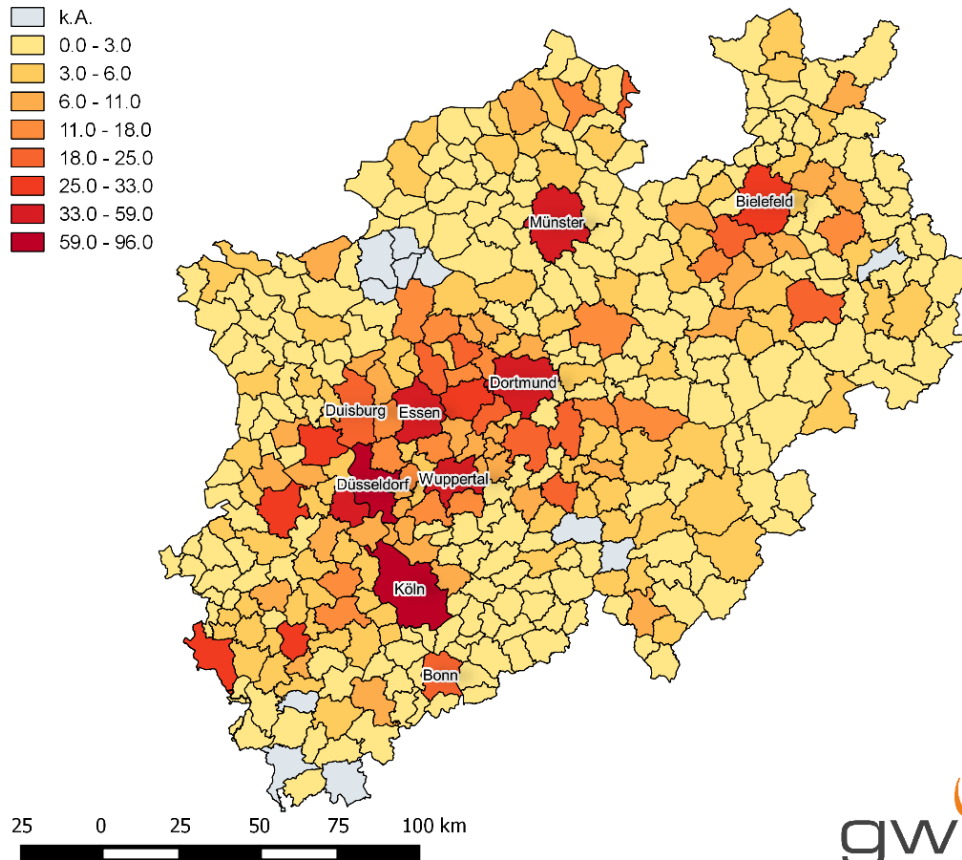
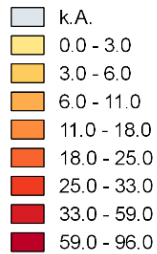


Abbildung 5-92 Theoretisch durch Wasserstoff substituierbare Jahresarbeit Erdgas für die Gemeinden in NRW bei einer Volumenobergrenze von 15 % - H₂, basierend auf dem angenommenen saisonalen Verlauf des Gasbedarfs 2050 in den Verteilnetzen NRW. Für die Gasverteilnetze in NRW ergibt sich im Ergebnis dieser Potenzialanalyse ein Wasserstoffpotenzial von 2.222 GWh für das Jahr 2050.

Bei einem Vergleich von Abbildung 5-91 mit Abbildung 5-92 wird ersichtlich, dass sich trotz der zukünftig höher angenommenen Wasserstoffbeimischung von 15 Vol.-% die theoretischen Einspeisepotenziale leicht verringern werden. Dieser Umstand ist bedingt durch den Rückgang des Erdgasbedarfs bis zum Jahr 2050 durch rückläufige Wärmebedarfe des Gebäudebestandes.

Insgesamt verfügen alle Regionen innerhalb des untersuchten Bundeslandes über theoretische Einspeisepotenziale für Wasserstoff und somit über einen geeigneten Vektor, um erneuerbare Energie nach der Umwandlung von elektrischer in chemisch gebundene Energie aus dem Stromsektor in den Gassektor zu verschieben. Dort verdrängt das erneuerbare Gas aus Power-to-Gas-Prozessen gemeinsam mit Biogas anteilig Erdgas aus fossilen Quellen. **Für die Gasverteilnetze in NRW ergibt sich im Ergebnis dieser Potenzialanalyse ein Wasserstoffeinspeisepotenzial von 2.222 GWh für das Jahr 2050.**

5.5.3.3 BEISPIEL: „STROM ZU GAS-ANLAGE“ DER THÜGA-GRUPPE ZUR WASSERSTOFFEINSPEISUNG INS GASVERTEILNETZ

Ein Projekt in dem die Einspeisung mittels Wasserelektrolyse erzeugtem Wasserstoff in das Gasverteilnetz dargestellt wurde, ist die „Strom-zu-Gas-Demonstrationsanlage“ der Thüga (siehe Flussdiagramm: Abbildung 5-93). Dabei konnten 13 Unternehmen der Thüga-Gruppe erstmals – in der Projektlaufzeit von 2012 bis 2017 – ganzjährig Wasserstoff in das Erdgasverteilnetz einspeisen. Hierzu wurde ein PEM-Elektrolyseur mit einer Anlagenleistung von 320 kW_{el} in das Frankfurter Versorgungssystem der Mainova AG integriert. Der Elektrolyseur produzierte dabei bis zu 60 m³ Wasserstoff in der Stunde. Der Wasserstoffanteil im Erdgasgemisch wurde durch den Erdgasdurchsatz von >3.000 m³/h auf maximal 2 Vol.-% begrenzt [Wwws00]. Der produzierte Wasserstoff wurde mittels Gas-Druckregel- und Mischanlage (GDRMA) direkt dem Erdgas beigemischt und nicht zwischengespeichert. Im Laufe der Projektphase konnte ein Wirkungsgrad im mittleren Lastbereich von bis zu 77 % bezogen auf den Brennwert erreicht werden [Thüg17a].

Der PEM-Elektrolyseur von ITM Power wurde zudem als Bestandteil eines virtuellen Smart Grids eingebunden und getestet. Hierzu sind Verbrauchslasten sowie Wind-, Solar- und BHKW-Anlagen mit dem Elektrolyseur gekoppelt worden. Zu Zeiten negativer Residuallast wurde der Elektrolyseur eingesetzt um Wasserstoff zu produzieren, während bei zusätzlichem Strombedarf die BHKW-Anlagen eingesetzt wurden.

Des Weiteren wurde die „Strom-zu-Gas-Demonstrationsanlage“ am negativen Sekundär-regelleistungsmarkt als Bestandteil eines virtuellen Kraftwerks vermarktet. Außerdem konnte das Präqualifikationsprofil für Primärregelung erfolgreich abgefahren werden.

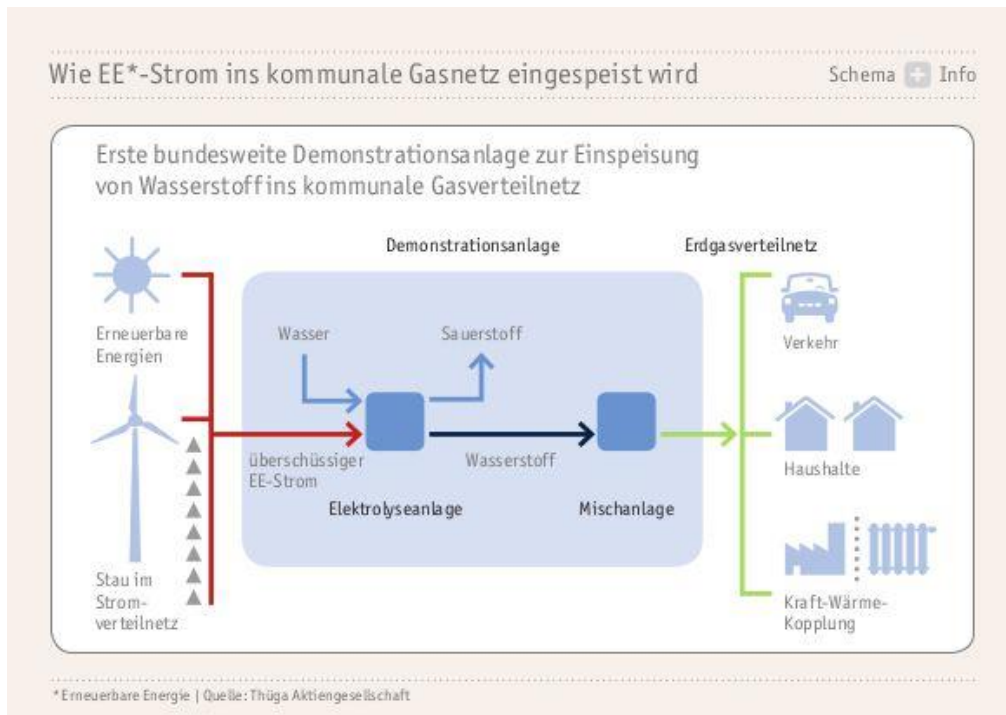


Abbildung 5-93 Flussdiagramm der Thüga Wasserstoffeinspeiseanlage ins kommunale Gasverteilnetz. Quelle: Thüga AG [Thüg17b]

5.5.4 RISIKEN UND NOTWENDIGE BEDINGUNGEN FÜR PFADAUSBAU

Um erneuerbaren Gasen im großen Stil den Transport über die Erdgasnetze zu ermöglichen, ergeben sich speziell für den Fall der Wasserstoffbeimischung einige Bedingungen. Einerseits müssen Gesetze angepasst werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen sicherzustellen. Auf der anderen Seite gibt es auch aus technischer Sicht noch Punkte, die tiefergehend untersucht werden müssen.

Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz als Energiespeicher anerkennen. Bei der nächsten Neuauflage des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sollte eine Neuregelung für Energiespeicher eingeführt werden. Dabei müssen die Funktionen und Pflichten klar geregelt werden, um eine Unterscheidung zwischen letztverbraucher und zwischengespeicherter Energie zu gewährleisten. Bisher gilt eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben nur für Stromspeicher, die Strom ein- und Strom wieder ausspeichern. In Zukunft sollten auch Energiespeicher berücksichtigt werden, die durch die Übertragung von erneuerbarer Energie aus dem Stromsektor in den Gassektor (oder andere Sektoren) einen entscheidenden Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien leisten können. Aktuell leidet die Wirtschaftlichkeit der Power-to-Gas-Anlagen insbesondere unter der Beaufschlagung mit der EEG-Umlage und weiteren Abgaben und Umlagen, wie etwa der KWK-Umlage sowie Konzessionsabgaben.

Nutzung von nicht integrierbarem Strom. Zu Zeiten hoher EE-Produktion ist es eine Herausforderung für die Stromnetzbetreiber, den Strom aus EE-Anlagen über die Transportnetze zu verteilen. Dies führt zu Situationen, in denen erneuerbarer Strom nicht von den Netzen aufgenommen werden kann, sodass EE-Anlagen abgeregelt werden müssen. Dieser Strom wird vergütet (EEG-Härtefallregelung), kann aber nicht genutzt werden. Eine Möglichkeit den Strom nutzbar zu machen liegt in zuschaltbaren Lasten, die in Zeiten hohen Stromangebots Strommengen abnehmen, die sonst abgeregelt werden müssten. Power-to-Gas Technologie kann diese Systemdienstleistung bereitstellen, wenn eine Rechtsverordnung für zuschaltbare Lasten erlassen und bereits bestehende Regelungen angepasst werden, welche die Nutzung dieser Technologie wirtschaftlich attraktiv machen. Hierbei gilt es die Besteuerung des Stroms sowie den Aufschlag der EEG-Umlage anzupassen. Der bezogene Strom aus dem Versorgungsnetz ist zum Zweck der Speicherung nach dem Stromsteuergesetz nicht zu versteuern. Eine Steuerbefreiung findet unter StromStG §9 und §9a statt, sofern nachgewiesen wird, dass es tatsächlich zu einer Speicherung gekommen ist. Dieses ist zum Beispiel für ein konventionelles Pumpspeicherkraftwerk anwendbar²⁸. Damit eine PtG-Anlage eine Steuerbefreiung erhält, muss somit nachgewiesen werden, dass das erzeugte Gas zur Rückverstromung verwendet wird. Auch bei der EEG-Umlage findet eine Befreiung nur unter zwei Bedingungen statt. Entweder wird der erzeugte Strom direkt, also ohne Einspeisung ins Stromnetz, für die PtG-Anlage genutzt, oder der Betreiber kann nachweisen, dass der Wasserstoff beziehungsweise das Methan anschließend zur Rückverstromung eingesetzt wird.

In erster Linie sollte es zukünftig das Ziel sein, auf eine unbefristete Befreiung der Netzentgelte für die Anlagenbetreiber hinzuwirken. Dies könnte dadurch erreicht werden, dass § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG so angepasst wird, dass er unbefristet gilt. Nach aktuellem Stand sind neu errichtete Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie, die seit dem 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen wurden, für die nächsten 20 Betriebsjahre von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt [Enwg05]. Weiterhin sollte eine doppelte Besteuerung, welche nach aktueller Rechtslage bei der Rückverstromung auftritt, vermieden werden. Diesbezüglich muss der Stromsteuerbefreiungsbestand für die Stromerzeugung aus zuvor Gespeicherter Energie nach § 9 Abs.1 Nr. 2 StromStG und § 12 Abs. 1 StromStV zur Vermeidung einer Doppelbesteuerung auch für den Fall der Rückverstromung durch PtG ausgeweitet werden [Stro17]. Auch die Befreiung der EEG-Umlage gilt es anzupassen. Zwar greift die Befreiung der dem angenommenen Fall der Rückverstromung, jedoch ist der Nachweis dieser in der Praxis schwer umzusetzen. Der Nachweis der Verwendung erneuerbaren Stroms könnte in Zukunft physisch oder bilanziell stattfinden. Außerdem führt sie zu einer starken Einschränkung der vielfältigen Nutzung des Speichergases [Eeg14].

Netzentlastung durch Power-to-Gas. Es ist möglich PtG-Anlagen zur Stromnetzentlastung einzusetzen. Die Kosten für den netzdienlichen Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen sollten keine Einzelfallentscheidungen sein, sondern einheitlich geregelt werden. In der Umsetzung wird den Netzbetreibern ein Zugriff auf die Regelung von PtG-Anlagen gewährt bzw. das Übermitteln eines

²⁸ Steuerbefreiung von Pumpspeicherkraftwerken wird in der StromStV §12 geregelt.

Anfrage-Signals ermöglicht, sodass durch das zu- oder abfahren von Last das Stromnetz entlastet und somit ggf. Netzausbau vermieden werden kann.

Erhöhung des zulässigen Wasserstoffanteils im Gasnetz. Durch Analysen wie etwa „Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien“ [Schä15] oder „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen“ [MüHe14] wurde festgestellt, dass Wasserstoffanteile im einstelligen Prozentbereich im Gasnetz kein grundsätzliches Hindernis darstellen.

Forschungsbedarf besteht zum Beispiel noch bei Porenspeichern, um zu klären inwieweit eine Reaktion des Wasserstoffs mit den dort ansässigen Mikroorganismen stattfindet. Laut DVGW G 262 (A) wird der maximale Wasserstoffgehalt in Untertagegasspeichern zur Zeit wie folgt festgelegt [Dvgw11]:

„Wasserstoff ist ein gutes Substrat für sulfatreduzierende Bakterien. Daher besteht in Untertageporenspeichern die Gefahr eines Bakterienwachstums mit dadurch ausgelöster H₂S-Produktion. Eine Einspeicherung von Wasserstoff in Untertagespeichern ist zu minimieren. Ein Biogasanteil von 5 Vol.-% im einzuspeichernden Gas sollte daher nicht überschritten werden“

Positive Ergebnisse zu Kavernenspeichern kommen aus Österreich, wo erfolgreiche Umsetzungsprojekte durchgeführt wurden und werden [Unde17a, Unde17b]. Außerdem müssen eventuelle Einschränkungen von Gasanwendungstechnologien wie zum Beispiel Gasturbinen oder bei Tanks von Erdgasfahrzeugen im Bestand beachtet werden. Auch hier findet eine Regulierung nach DVGW G 262 (A) statt [Dvgw11]:

- In der DIN 51624 ist im Hinblick auf die Nutzung von Wasserstoff-Erdgasgemischen in Tanks aus Erdgasfahrzeugen ein Grenzwert von 2 Vol.-% angegeben.
- Verschiedene Gasturbinenhersteller limitieren den Wasserstoffanteil im Erdgas auf 5 Vol.-%, teilweise auch auf 1 Vol.-%. Dies wird mit der gegebenenfalls auftretenden Empfindlichkeit von schadstoffarmen Vormischbrennern gegenüber Wasserstoff gerechtfertigt.

In diesen Bereichen muss Technologie weiterentwickelt werden, um die Funktionstüchtigkeit auch bei erhöhter Wasserstoffkonzentration gewährleisten zu können. Grundsätzlich belegen die Erfahrungen aus Jahrzehnten der Stadtgasversorgung, dass Wasserstoffanteile bis beispielsweise 50 Vol.-% in der Gasversorgung handhabbar sind ²⁹.

Auch für den internationalen Gasaustausch ist die Gasqualität von hoher Wichtigkeit. Um **EU-weite Gasqualitätsstandards** zu erarbeiten, wurde das Europäische Komitee für Normung beauftragt, Standards für H-Gas und Biomethan zu entwickeln. Hierbei wurde eine Obergrenze für Wasserstoff explizit nicht angegeben, da laut der Europäischen Kommission „gegenwärtige Gasströme keinen Wasserstoff enthalten und es am Gasmarkt bisher kein Problem darstellt, z.B. Produktion, Transport oder Anlagennutzung“ [Kree17]. Andererseits hat sich die Europäische Kommission kürzlich in einem

²⁹ In West-Berlin begann die Umstellung von Stadtgas auf Erdgas erst nach dem Mauerfall [Sn96].

informellen Arbeitsdokument zu Energiespeicherung wie folgt geäußert: „Wasserstoff kann der Erdgasinfrastruktur bis zu einem gewissen Prozentsatz (zwischen 5-20 Vol.-%) beigemischt werden“ [Kree17]. Des Weiteren wird in der Norm EN 16726 „Gasinfrastruktur - Beschaffenheit von Gas - Gruppe H“ in Anhang E in Bezug auf Gasturbinen angegeben, dass mit geringfügigen Anpassungen bereits 5 Vol.-% Wasserstoff kein Problem darstellen. Für neue und nachgerüstete Turbinen könnte die Wasserstoffkonzentration bis zu 15 Vol.-% betragen [Dine16].

Steigerung der Technologieeffizienz und Senkung der Produktionskosten. Die Effizienz heutiger Power-to-Gas-Anlagen ist bereits sehr fortgeschritten. Nach Expertenmeinung sind weitere Steigerungen jedoch möglich, z.B. durch den Schritt zur Hochtemperaturelektrolyse (siehe Technologiesteckbrief zur Elektrolyse Band V dieses Abschlussberichtes). Auf der anderen Seite ist vor allem die Senkung der Produktionskosten wichtig. Durch eine steigende Nachfrage können Skaleneffekte genutzt und Optimierungsmaßnahmen in der Serienfertigung erreicht werden [ScHP16].

Bis diese Bedingungen erfüllt sind zeigt Abbildung 5-94 die Auswirkungen von **Steuern, Abgaben und Umlagen** auf den Wasserstoffgestehungspreis. Die Kosten beruhen auf den in Pfad 5B erzielten Ergebnissen.

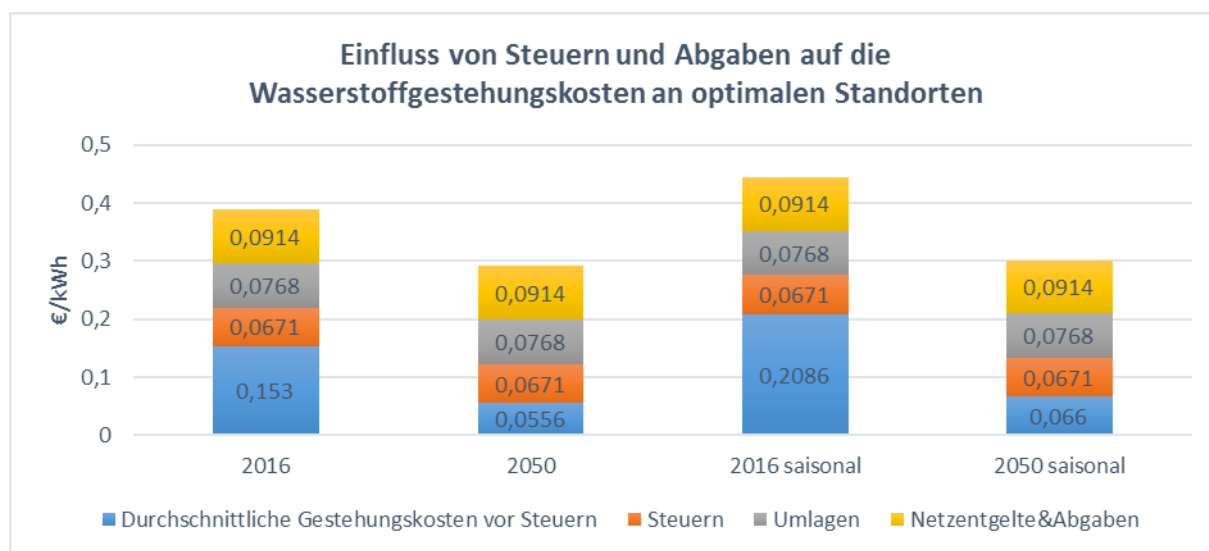


Abbildung 5-94 Einfluss von Steuern und Abgaben auf die Wasserstoffgestehungskosten an Standorten zur Einspeisung ins Erdgasverteilnetz

Ohne Steuer- und Umlagebefreiung würden sich durchschnittliche Kosten bis zu 0,39 €/kWh für 2016 und rund 0,29 €/kWh für 2050 ergeben. Auf dieser Grundlage ist es bei heutigen Energiepreisen nicht möglich, sich im Wettbewerb gegen andere Energieträger durchzusetzen. Selbst durch eine Steuerbefreiung wären die Wasserstoffgestehungskosten im Hinblick auf die in Tabelle 5-37 aufgelisteten Konkurrenzenergieträger nicht wettbewerbsfähig.

Tabelle 5-37 Bezugskosten von Konkurrenzenergieträgern ohne Steuern [MHKS13]

	H ₂ aus PtG	H ₂ aus Erdgas (fossil)	Erdgas Grenzübergabe	Erdgas Tankstelle	Biogas	Benzin	Diesel
Bezugskosten netto	15,3 $\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$ (2016) 5,5 $\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$ (2050)	3 $\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$ (2012)	2,5 $\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$ (2012)	6,5 $\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$ (2012)	8,1 $\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$ (2012)	8,1 $\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$ (2012)	7,6 $\frac{\text{Cent}}{\text{kWh}}$ (2012)

Zwar ist zukünftig zu erwarten, dass Bezugskosten für konventionelle Energieträger einen Preisanstieg erfahren werden, dieser könnte jedoch sehr moderat ausfallen. Laut einer Studie im Auftrag des DVGW werden z.B. die Erdgasgrenzübergangspreise bis 2030 lediglich um 0,1 Cent/kWh auf 2,6 Cent/kWh ansteigen [MHKS13]. Derart niedrige **Preise konventioneller Energieträger** erzeugen einen sehr geringen marktgetriebenen Innovationsdruck. In erster Linie wird daher die **Energiepolitik** einen entscheidenden Einfluss auf die Preisbildung der Endenergieträger haben. Als notwendige Bedingung für eine Marktdurchdringung von Wasserstoff aus erneuerbarer Energie wird in aktuellen Studien ein rechtlicher und regulatorischer Rahmen gesehen, der eine Wasserstoffproduktion mit konkurrenzfähigen Erzeugungspreisen gewährleisten kann. Zu den häufigsten Forderungen zählen die (zumindest befristete) Befreiung von Umlagen, Steuern und Netzentgelten für Energiespeicher, die netzdienliche Fahrweisen anbieten. Bleibt eine weitere Gestaltung der Rahmenbedingungen für Energiespeichertechnologien aus, besteht das Risiko, dass Investitionen in Energiespeicher ausbleiben und somit prognostizierte Skaleneffekte sowie weitere Lernkurven nicht realisiert werden. Eine ausführliche juristische Abhandlung über den europäischen rechtlichen und regulatorischen Rahmen für Power-to-Gas wurde aktuell im Projekt STORE&GO erarbeitet [Kree17]. Der rechtliche Rahmen in Deutschland und eine Vielzahl möglicher Ansätze zur Förderung grüner Gase aus Power-to-Gas Prozessen wird derzeit auch im Forschungsprojekt SMARARD diskutiert, dessen Abschlussbericht Ende 2018/Anfang 2019 zu erwarten ist [DGFB18].

Ein weiteres Risiko für die Realisierung dieses Technologiepfades stellt ein möglicherweise verstärkter Trend zur Elektrifizierung des Wärmemarktes dar, wie z.B. in der Studie „Klimaschutz durch Sektorenkopplung“ [EKKS17] betrachtet. In dem dortigen Szenario „**Grüne Vollelektrifizierung**“ würden in erheblichem Umfang Erneuerbare Energien ausgebaut werden. Es würde auch Wärme elektrisch bereitgestellt und aufgrund der großen Menge an EE-Anlagen wären keine Speicher mehr notwendig. Im Umkehrschluss würden in diesem Szenario aber häufig Erneuerbare Energien abgeregelt werden müssen. Der Stromverbrauch wird für 2050 mit 790 TWh angegeben, während für Power-to-Gas (Szenario „**Grünes Gas**“) gut 1.450 TWh benötigt werden. Gegenteilig verhält es sich bei der Spitzenlast. Für das Szenario „Grüne Vollelektrifizierung“ wurde eine maximale Last von 104 GW errechnet, für das Szenario „Grünes Gas“ eine um 50 GW geringere Spitzenlast, die auf den

systemdienlichen Einsatz von Power-to-Gas sowie die Speicherwirkung der Erdgasinfrastruktur zurückzuführen ist.

5.5.5 EINORDNUNG DES PFADS IN DIE SYSTEMSICHT

Die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz dient der **Substitution von fossilem Erdgas in allen Anwendungssektoren**. Eine Grundannahme dieses Systempfades lautet, dass es auch in Zukunft einen großen Gasbedarf geben wird, da zum Beispiel **die energieintensiven Prozesse in einigen Industriebranchen** nur sehr schwer – in einigen Fällen auch gar nicht – zu elektrifizieren sind [Bdew17b] (siehe hierzu auch Kapitel 5.2.2). Im Jahr 2014 war der Industriesektor mit 334,9 TWh (41 %) der größte Gasabnehmer [Bdew13] und wird es voraussichtlich auch in Zukunft bleiben. Im **Verkehrssektor** könnten durch verstärkte Gasmobilität insbesondere in den Bereichen Langstrecken-PKW, leichte und schwere Nutzfahrzeuge, Schiffsverkehr weitere Bedarfe für komprimiertes (CNG) oder verflüssigtes Erdgas (LNG) hinzukommen. Der zukünftige Marktanteil gasförmiger Brennstoffe im Verkehrssektor ist aber heute noch nicht absehbar. Die Umwandlung von erneuerbar produziertem Strom in Wasserstoff – je nach Anwendungsfall mit optionalem Methanisierungsschritt – stellt daher eine gute Möglichkeit dar, auch für solche Anwendungssektoren kostengünstige und im Vergleich zur fossilen Alternative umweltfreundlichere Brennstoffe bereitzustellen, für die sich eine grüne Elektrifizierung aufgrund grundlegender technischer Hürden mittelfristig ausschließt.

Auch für **private Haushalte** wird es weiterhin einen Gasbedarf geben. Obwohl der Wärmebedarf durch Renovierungs- und Dämmmaßnahmen weiter sinken wird [Bdew15], eignet sich Gas zur Deckung von Spitzen im Wärmebedarf, die nicht durch erneuerbare Wärme wie zum Beispiel Geothermie oder Solarthermie gedeckt werden können. In der Tat werden die Gasverteilnetze in den nächsten Jahren stetig weiter verdichtet [Bdew17b]. Gasneuanschlüsse dienen dabei häufig dem Ersatz der emissionsintensiveren Brennstoffe Heizöl und Kohle. Selbst in Neubauten (Abbildung 5-29) wird aktuell noch in ca. 40 % der Fälle ein Gasanschluss gelegt, dann in der Regel in Verbindung mit Solarthermie.

Flexible Kraftwerke werden zukünftig verstärkt benötigt; dabei könnten Investitionsentscheidungen zugunsten von Gaskraftwerken fallen, die in EE-schwachen Zeiten Strom erzeugen und ggf. vorhandene Fernwärmenetze mit Wärme beliefern. In NRW wurden z.B. Pläne von Uniper und STEAG für Standorte in Gelsenkirchen und Herne bekannt [Mein18].

Gegenüberstellung: Gasverteilnetz vs. Gastransportnetz

Im Rahmen der derzeit geltenden Regelwerke (z.B. DVGW G260, G262 u.a.) bieten die **Verteilnetze** in Deutschland mit einer Wasserstofftoleranz im einstelligen Bereich [Deut11], einer Netzlänge von 489.585 km und mit bis zu 10,7 Millionen Ausspeisepunkten größere Wasserstoffpotenziale als das Transportnetz mit 37.809 km Länge und rund 3.495 Ausspeisepunkten. Hinzu kommt, dass eine Wasserstoffeinspeisung bis 9 Vol.-% in der Praxis (im Erdgasverteilnetz in Klanxbüll/Neukirchen) erfolgreich getestet wurde [NWDK15]. Das GWI hat für das Projekt Domhydro Haushalts-Gasgeräte

mit bis zu 30 % Wasserstoffzumischung im Labor untersucht und keine Auffälligkeiten oder Funktionsstörungen festgestellt, die einen sicheren Betrieb gefährdet hätten [Hydr13].

Zu den Letztverbrauchern der **Transportnetzebene** hingegen gehören zahlreiche Kraftwerke mit sensiblen Kraftwerkskomponenten, welche die Einspeisung von Wasserstoff stark beschränken. Dazu zählen Turbomaschinen, deren Hersteller den Wasserstoffanteil im Erdgas auf 5 Vol.-%, teilweise sogar auf 1 Vol.-% limitieren. Forschungsergebnisse z.B. von Siemens liefern jedoch einen positiven Ausblick hinsichtlich höherer Wasserstofftoleranzen in sensiblen Kraftwerkskomponenten. Laut dem DVGW-Abschlussbericht „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz“, hat die Firma Siemens AG mitgeteilt, dass Industriegasturbinen mit modernen Vormischbrennern und Leistungen bis 50 MW_{el} für einen volumenbezogenen Wasserstoffanteil bis 10 Vol.-% geeignet sind [MHKS13].

Weiterhin bietet sich im kommunalen Bereich der Betrieb einer Power-to-Gas Anlage besonders an, da Infrastrukturen wie Strom, Gas, Wasser und Wärme vorhanden sind [BrFW12]. Durch die Nähe zu den Netzen werden lange Transportwege vermieden. Eine dezentrale Einspeisung der EE-Gase koppelt die Sektoren Strom und Gas am Ort der EE-Erzeugung und reduziert den Bedarf an überregionalem Stromtransport in den vorgelagerten Netzebenen. Dezentrale KWK-Anlagen können während der Rückverstromung erneuerbarer Gase wärmegeführt zur Deckung lokaler Wärmebedarfe, stromgeführt inklusive Wärmespeicher zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs und netzgeführt als Regelenergiedienstleister zur Erhaltung der Netzstabilität betrieben werden. Es kann eine effiziente Abwärmenutzung realisiert werden, die zu einer Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades führt [BrFW12]. Angesichts der Betriebsdrücke von Elektrolyseuren nach aktuellem Stand der Technik kann festgestellt werden, dass sowohl bei der alkalischen als auch bei der PEM-Elektrolyse der Ausgangsdruck für die anschließende Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasverteilnetz ausreichend ist (s. auch Steckbrief „Elektrolyse“ in Band V). Für die Einspeisung ins Gastransportnetz wäre i.d.R. eine weitere Verdichtung notwendig.

5.5.6 ZUSAMMENFASSUNG UND NRW-CHANCEN MIT DIESEM PFAD

In **Pfad 5A** wurden anhand geografischer Kriterien potenzielle Standorte für die Erzeugung und **Einspeisung von Wasserstoff in das Gastransportnetz** ermittelt. Dazu wurde ausgehend von Umspannwerken mit Anschluss an das Hoch- und Höchstspannungsnetz ermittelt, welche dieser Umspannwerke zukünftig besonders durch die Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen in der Nähe belastet werden. Als weiteres Kriterium wurde die räumliche Nähe der Umspannwerke zum nächsten Gastransportnetz (> DN 300) hinzugenommen.

Für Deutschland ergeben sich insgesamt 321 Standorte, für die die Kriterien ‚Nähe zu mindestens einer Wind- und/oder PV-Anlage‘ und ‚Gastransportnetz maximal 2,5 km entfernt‘ bereits heute (Stand 2015) erfüllt sind. Für die Kriterien ‚Nähe zu mindestens 5 Windenergieanlagen‘ und ‚Gastransportnetz maximal 2,5 km entfernt‘ haben sich wiederum 422 vorteilhafte Standorte für Power-to-Gas ergeben.

Im Vergleich der Bundesländer sticht **NRW** in diesen Kategorien mit einer **sehr großen Anzahl potenzieller Standorte** für die Energiespeicherung durch Power-to-Gas hervor. Grund ist die hohe Infrastrukturdichte, die wiederum in der hohen Industrie- und Bevölkerungsdichte begründet liegen. So finden sich bereits heute eine Vielzahl der Umspannwerke in räumlicher Nähe zu EE-Erzeugungsanlagen, mit weiterem EE-Ausbau werden die durch das Geoinformationsmodell identifizierten Standortzahlen weiter zunehmen. Für die Kriterien ‚Nähe zu mindestens einer Wind- und/oder PV-Anlage‘ und ‚Gastransportnetz maximal 2,5 km entfernt‘ erfüllt NRW mit **72** Umspannwerken als Bundesland am häufigsten die Kriterien im bundesweiten Vergleich. Wird der Fokus dagegen vor allem auf die Einspeisung durch Wind gelegt, führt NRW ebenfalls mit **109** identifizierten Umspannwerken den Vergleich der Bundesländer an. Gemeinsam mit den für Niedersachsen ermittelten Umspannwerken stellen die beiden Bundesländer knapp die Hälfte der potenziellen Standorte für Power-to-Gas in Deutschland unter den getroffenen Annahmen. Bereits zum Zeitpunkt des Erscheinens dieses Berichtes (2018) liegen die tatsächlichen Anzahlen höher, da in der Zwischenzeit ein weiterer Ausbau der Windenergie stattgefunden hat. So waren Ende 2017 bereits 28.675 WEA in Deutschland installiert [Deut17], ca. 5.000 Einheiten mehr, als in den hier beschriebenen Berechnungen berücksichtigt.

Nordrhein-Westfalen könnte mit seiner **hervorragend ausgebauten strom- und gasseitigen Infrastruktur** zu einem wichtigen Abnehmer von Überschussstrom werden. Durch die zahlreichen potenziellen Standorte, an denen die Voraussetzungen ‚Belastung durch EE-Einspeisung‘ sowie ‚Nähe zum Gasnetz‘ bereits heute erfüllt sind, kann das Land NRW zur Flexibilisierung des Strombezuges beitragen und eine Abregelung von EE-Strommengen verhindern. Die so in synthetische Gase überführten Energiemengen können durch die Gastransportnetze überregional und auch international weiterverteilt werden und einen alternativen Energiefluss zu den Strom-Übertragungsnetzen darstellen.

In **Pfad 5B** wurden die Potenziale von regenerativ erzeugtem **Wasserstoff in den nordrhein-westfälischen Gasverteilnetzen** untersucht. Hier liegt der Fokus also nicht nur auf regionaler EE-Erzeugung und –Umwandlung, sondern auch auf der Untersuchung regionaler Gasbedarfe in den gegebenen Verteilnetzen. Die Analyse wird unter Berücksichtigung saisonaler Aspekte durchgeführt. In Band I - Systemanalyse findet sich darüber hinaus eine Betrachtung der Gestehungskosten für Wasserstoff in NRW. Die Jahresarbeit Erdgas wurde für NRW auf Netzbetreiber- und Gemeindeebene ermittelt. Auf Basis dieser Daten konnte die potenziell einspeisbare Wasserstoffmenge für das Szenario 2050 berechnet werden. Der zeitliche Verlauf des Erdgasbedarfes in den Gemeinden wurde berücksichtigt, um eine Auslegung der Power-to-Gas Kapazität ganzjährig verfügbar auf die reduzierte Sommerlast beziehen zu können. So ergeben sich theoretisch speicherbare Wasserstoffmengen in Höhe von etwa 1.187 bzw. 2.368 GWh/a bei 5 bzw. 10 Vol.- % H₂-Zumischung ins Erdgas und 2.222 GWh/a bei 15 Vol.- % Beimischung in 2050. Auf Basis der Häufigkeit auftretender regionaler negativen Residuallasten (durch den Partner IEK-3 des Virtuellen Instituts zur Verfügung gestellt)

wurden für die potenziellen Elektrolyseurstandorte die maximal angenommenen Auslastungen bestimmt³⁰.

Weiterhin ist die Einspeisung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff besonders in den EE-Überschussregionen geeignet. Die Verteilnetze bieten große Kapazitäten und sind an deutlich weniger wasserstoffsensible Verbraucher angeschlossen, als das Transportnetz. Da der Überschussstrom insbesondere im Norden Deutschlands auftritt, sollte jedoch die Einspeisung ins Transportnetz nicht unberücksichtigt bleiben [Robi15], um einen überregionalen Transport zu ermöglichen. Einige Studien untersuchen die Möglichkeit des Transportes von **reinem Wasserstoff** in umgewidmeten oder neu verlegten Rohrleitungen. Andererseits bietet sich auch die Einbindung einer **Methanisierung** an, um unter Hinzunahme von CO₂ aus Biogas oder Industrieprozessen Methan als unbegrenzt einsetzbares Austauschgas für fossiles Erdgas zu erzeugen, so dass die vorhandenen Infrastrukturen und Endanwendungen vollumfänglich weiterverwendet werden können.

Um eine erfolgreiche Marktdurchdringung erneuerbarer Gase zu realisieren muss die Hürde der bis dato fehlenden Wirtschaftlichkeit der Power-to-Gas Technologien überwunden werden. Hierauf hat maßgeblich die Politik durch Vorgabe der rechtlichen Rahmenbedingungen Einfluss. Ein hauptsächliches Hindernis für den Betrieb von PtG-Anlagen liegt in der Belastung des bezogenen Stroms mit Umlagen, Abgaben und Entgelten (vgl. Band I Systemanalyse).

Bei einer konsequenten Umsetzung der Energiewende könnte Energiespeicherung im TWh/a-Bereich eine Schlüsselrolle einnehmen, um saisonale Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Aus den hier durchgeführten Berechnungen lässt sich eine theoretische **Speicherkapazität** von ca. **2.222 GWh/a allein für die nordrhein-westfälischen Verteilnetze** bei 15 Vol.-% H₂-Beimischung im Szenario 2050 ableiten.

³⁰ Bei optimalen Bedingungen und Standorten hat sich eine theoretisch installierbare Leistung von 373 MW (5 Vol.-% Wasserstoffbeimischung), 719 MW (10 Vol.-%) für das Szenario Status quo und 630 MW (15 Vol.-%) für 2050 ergeben.

5.6. PFAD 6: GROßTECHNISCHE H₂-SPEICHERUNG MIT ZENTRALER RÜCKVERSTROMUNG

bearbeitet durch: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung, Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

Im Rahmen der Pfadanalyse wurden basierend auf einem Energieszenario für das Jahr 2050 mit Hilfe eines Optimierungsmodells verschiedene Pfade zur Nutzung von Überschussstrom aus Norddeutschland zur positiven Residuallastdeckung Nordrhein-Westfalens mittels Wasserstoffrückverstromungs-Systemen untersucht und ökonomisch bewertet.

Ein zentrales Ergebnis der Pfadanalyse ist, dass der Strombedarf NRWs im betrachteten Szenario komplett durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann, womit CO₂-Einsparungen in Höhe von gut 44 Millionen Tonnen CO₂/a im Vergleich zu einer Deckung der positiven Residuallast durch den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark verbunden sind. Als kostengünstigster Pfad (Gesamtinvestitionen: 43,12 Mrd. €) wurde im Rahmen der Optimierung der Pfad mit gleichzeitiger Lastdeckung per HGÜ-Kabel und GuD-Kraftwerk als Rückverstromungsoption identifiziert.

Die großtechnische Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung und die Nutzung der dadurch gebauten Wasserstoffinfrastruktur kann den Ausbau des Stromnetzes sinnvoll ergänzen. Eine vollständige Substitution des Stromnetzausbaus durch Wasserstoff-Rückverstromungssysteme ist allerdings aus ökonomischer Perspektive und aus Effizienzgründen nicht sinnvoll. Die betrachteten Pfade zur Wasserstoff-Rückverstromung inklusive großtechnischer Speicherkapazitäten tragen weiterhin wesentlich zur Energieversorgungssicherheit und zur Bereitstellung gesicherter Leistung bei.

5.6.1 PFADBESCHREIBUNG

Die großtechnische H₂-Speicherung mit zentraler Rückverstromung ist eine Flexibilitätsoption welche sich zum räumlichen (mit Wasserstofftransport) und zeitlichen Ausgleich von Überschüssen bzw. Defiziten der Energiebereitstellung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien eignet. Die großtechnische H₂-Speicherung kann zudem als Langzeitspeicheroption und als strategische Energiereserve eingesetzt werden.

Im Rahmen dieser Pfadanalyse wird untersucht, wie durch eine Rückverstromung von Wasserstoff der Strombedarf in Nordrhein-Westfalen im Jahr 2050 möglichst vollständig durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Hierzu werden verschiedene Pfade zur Energieübertragung und -speicherung ausgelegt und vergleichend bewertet, mit dem Ziel, eine möglichst kostenoptimale Systemauslegung zu erreichen. Ein zentraler Aspekt ist hierbei die Frage wie der Energietransport zwischen Regionen mit hohen Überschussstrommengen außerhalb Nordrhein-Westfalens mit den Lastzentren innerhalb

Nordrhein-Westfalens realisiert werden kann. Hierzu wird neben dem Wasserstofftransport mittels Pipeline auch ein direkter Stromtransport mittels HGÜ-Erdkabel berücksichtigt. Weiterhin wird untersucht, welche Technologien sich am besten für die großtechnische Rückverstromung von Wasserstoff eignen. Abbildung 5-95 zeigt eine schematische Darstellung des analysierten Pfades zur großtechnischen H₂-Speicherung mit zentraler Rückverstromung.

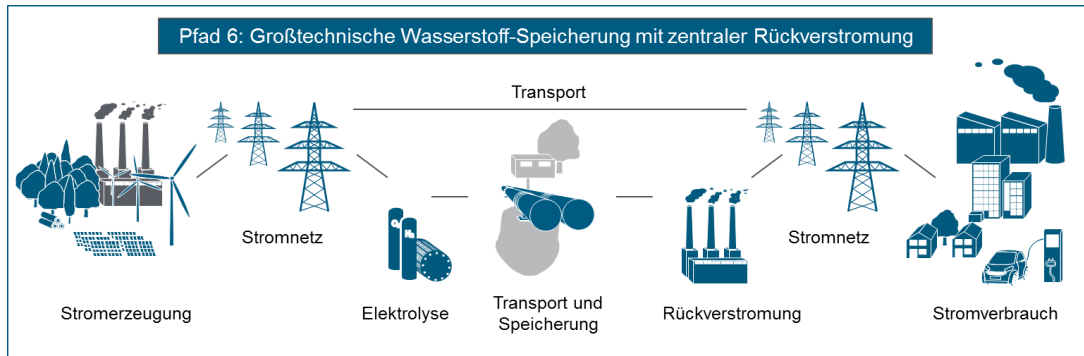


Abbildung 5-95 Schematische Darstellung des Pfades 6: Großtechnische Wasserstoff-Speicherung mit zentraler Rückverstromung

5.6.2 METHODIK UND MODELLBESCHREIBUNG

Um die Einsatzmöglichkeit der Rückverstromung von Wasserstoff zur Deckung des Strombedarfs von Nordrhein-Westfalen im Jahr 2050 analysieren zu können, wird ein Energieszenario für Deutschland verwendet, aus dem räumlich aufgelöste Profile zur Stromerzeugung und -nachfrage hervorgehen. Auf Basis dieser Daten erfolgt die Bestimmung von Residuallasten auf Landkreisebene (Landkreise und kreisfreie Städte). Hierdurch können Regionen bzw. Landkreise/Städte (LK) außerhalb Nordrhein-Westfalens identifiziert werden, welche über hohe Überschussstrommengen verfügen, die wiederum für eine Versorgung Nordrhein-Westfalens prinzipiell genutzt werden könnten. Eine detaillierte Beschreibung des zugrundeliegenden Energieszenarios findet sich im Abschnitt „Input Parameter“.

Abbildung 5-96 zeigt exemplarisch für den Januar des Szenario-Jahres 2050 den stündlichen Verlauf der positiven Residuallast aller Landkreise/Städte in NRW sowie den Verlauf der negativen Residuallast aller Landkreise/Städte in Niedersachsen. Im Rahmen dieser Pfadanalyse wird die aufsummierte negative Residuallast (= negative Residualenergie) als zur Verfügung stehende Überschussstrommenge betrachtet.

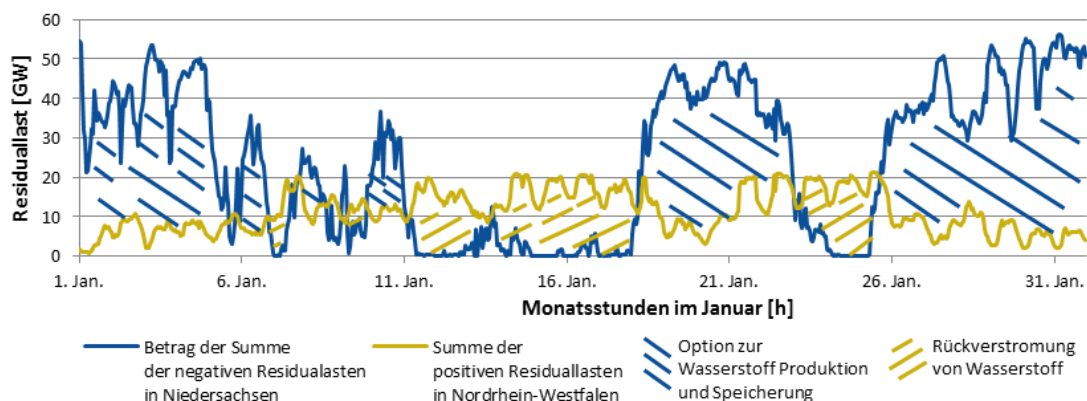


Abbildung 5-96 Einsatzmöglichkeit der Rückverstromung von Wasserstoff gezeigt an Szenario-Residuallasten für Januar 2050

Die zeitliche Auflösung der positiven Residuallasten NRW sowie der negativen Residuallasten Niedersachsens zeigt exemplarisch das zeitgleiche Auftreten beider Residuallasten wie zu Beginn des Monats. In diesem Zeitraum ist eine zeitgleiche Deckung der Last in NRW möglich. Sie zeigt weiterhin das zeitliche Auseinanderfallen von positiver und negativer Residuallast in der Mitte des Monats. In diesem Zeitraum, der sich hier auf knapp eine Woche beläuft, kann die positive Residuallast NRWs nicht zeitgleich durch Überschussstrom (negative Residuallast) aus Niedersachsen gedeckt werden. Diese Zeiträume machen die Notwendigkeit großtechnischer Speichersysteme ersichtlich.

Generell muss hier also zwischen zwei Fällen unterschieden werden.

- 1) Örtliche Defizite: Negative Residuallasten in ausgewählten Landkreisen/Städten außerhalb NRWs können zeitgleich zur Deckung der positiven Residuallast in NRW verwendet werden. Hierzu ist eine Energietransportinfrastruktur erforderlich um die räumliche Distanz zu überbrücken.
- 2) Zeitliche Defizite: Negative Residuallasten in ausgewählten Landkreisen/Städten außerhalb NRWs stehen nicht zeitgleich zur Deckung der positiven Residuallast in NRW zur Verfügung. Neben einer Energietransportinfrastruktur ist für diese Defizite eine Speicher- und Rückverstromungsinfrastruktur zur Deckung der positiven Residuallast erforderlich. Durch die Speicherfunktion wird eine zeitliche Entkopplung von Energieerzeugung und -nachfrage erreicht, sodass Phasen mit hohen Überschussstrommengen zur Wasserstoffproduktion genutzt werden können. Durch eine zeitversetzte Rückverstromung in Phasen, in denen eine zeitgleiche Deckung der positiven Residuallast nicht möglich ist, kann so eine Deckung der positiven Residuallast erfolgen.

Im Folgenden sollen anlehnend an die langfristigen Klimaschutzziele NRWs, verschiedene Pfade untersucht werden, die geeignet sind, die gesamtjährliche positive Residualenergiemenge in NRW in 2050 über den Wasserstoff-(Speicher)pfad mit Überschussstrom aus Norddeutschland zu decken. Wie bereits erwähnt, liegt eine essentielle Unterscheidung in der Frage, ob die Residuallasten zeitgleich

oder zeitlich versetzt auftreten. Eine weitere Differenzierung kann in der Art des Energietransports getroffen werden. Hier sind der Stromtransport per Freileitung oder Erdkabel sowie der Transport per Wasserstoffpipeline möglich. Als Stromtransportoption wird in diesem Kontext gemäß den aktuellen Entwicklungen des Netzentwicklungsplans [Bnet15] eine Übertragung per Gleichstrom in Form von Erdverkabelung gewählt. Abbildung 5-97 illustriert die hier untersuchten Pfade zur Nutzung des Überschussstroms.

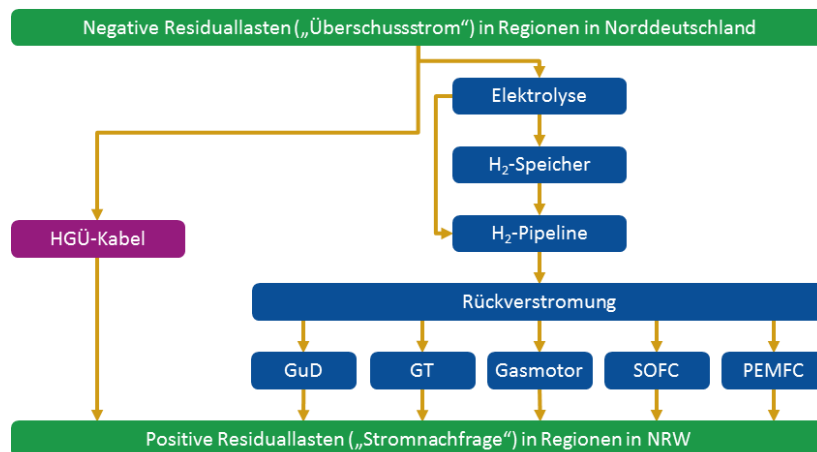


Abbildung 5-97 Deckung der Stromnachfrage in Nordrhein-Westfalen durch Überschussstrom aus Norddeutschland mittels HGÜ-Kabel sowie Wasserstoff-Produktion, -Speicherung, -Transport und Rückverstromung

Ist in Stunde n ausreichend Überschussstrom aus Norddeutschland vorhanden, um die positive Residuallast in NRW zu decken, kann die Lastdeckung zeitgleich per HGÜ-Erdkabel oder per Wasserstoffpipeline mit direkter Rückverstromung erfolgen. In den restlichen Stunden, in denen die positive Residuallast die verfügbare Überschussstrommenge übersteigt, muss zusätzlich aus dem Wasserstoffspeicher (Salzkaverne) ausgespeichert und der Wasserstoff transportiert und rückverstromt werden. Eingespeichert wird die benötigte Energiemenge zur Deckung der positiven Residuallast unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades der gewählten Rückverstromungstechnologie, abzüglich der Energiemenge welche zur zeitgleichen Lastdeckung benötigt wird.

Für die Betrachtung von Szenarien, in denen der Bau einer Stromleitung nicht zugelassen ist, erfolgt die gesamte Lastdeckung ausschließlich per Wasserstoffpipeline und Rückverstromung. Ist in Stunde n ausreichend Überschussstrom vorhanden, um die positive Residuallast zu decken, erfolgt diese Lastdeckung zeitgleich per Wasserstoffpipeline und Rückverstromung. In den restlichen Stunden, in denen die positive Residuallast die verfügbare Überschussstrommenge übersteigt, muss wie im vorherigen Fall unter Nutzung von Wasserstoffspeichern der Wasserstoff rückverstromt werden.

5.6.2.1 OPTIMIERUNG

Zur Ermittlung der kostenoptimalen Versorgungspfade für NRW gemäß Abbildung 5-95 und Abbildung 5-97 wird ein Modell des Forschungszentrums Jülich (IEK-3) verwendet, welches das kostenoptimale Technologieportfolio zur Deckung eines gesamtjährlichen Lastprofils mithilfe stündlicher, regional aufgelöster Erzeugerdaten ermittelt [WRKG17]. Die Regionen werden im System über Knoten und die Energieflüsse über Kanten abgebildet. Energieumwandlung und -speicherung sind über bilanzielle Energieerhaltungsgleichungen in den Knoten berücksichtigt. Die mathematische Modellierung wurde in Python umgesetzt, wobei Pyomo als mathematische Modellierungssprache und Gurobi als Solver verwendet wird. Das Modell zielt auf eine Minimierung der annuitätischen Kosten, indem für die einzelnen Komponenten aus dem Technologieportfolio die optimale installierte Kapazität gefunden wird.

Dieses Modell wurde für die zu untersuchenden Szenarien erweitert und die notwendigen technischen und ökonomischen Parameter der verwendeten Technologien und Infrastrukturen, sowie der energetischen In- und Outputs für das betrachtete Szenario angepasst. Abbildung 5-98 gibt einen Überblick über die Inputparameter sowie die erzielbaren Ergebnisse.

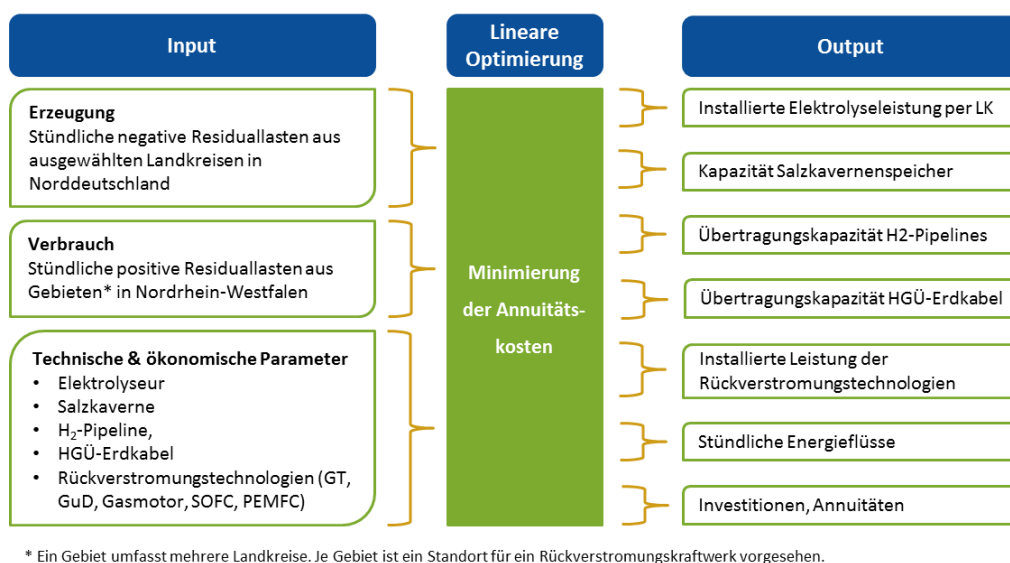


Abbildung 5-98 Schematische Darstellung der Modellierungsinputs und –outputs für die kostenoptimale Auslegung des Energieversorgungssystems zur Deckung der positiven Residuallasten in Nordrhein-Westfalen

Als Eingangsparameter gehen neben den Energieflüssen (Erzeugung und Verbrauch), die technischen sowie ökonomischen Parameter der einzelnen Komponenten in die Optimierung mit ein. Die technischen Parameter setzen sich aus den jeweiligen Wirkungsgraden und Lebensdauern, sowie der minimalen und maximalen Ausspeicherkapazität der Salzkavernen zusammen. Die ökonomischen

Parameter bestehen aus Investitionen (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX). Alle technischen und ökonomischen Parameter beziehen sich auf das betrachtete Szenario-Jahr 2050.

Die stündlichen Energieflüsse gehen einerseits als verfügbare Überschussstrommenge pro Landkreis/Stadt in Norddeutschland [GWh/h] (Erzeugung), und andererseits als zu deckenden Last der jeweils aggregierten Gebiete in NRW [GWh/h] (Verbrauch) in das Modell mit ein. Die zu Grunde liegenden Daten für die Strombereitstellung und den Stromverbrauch sowie die technischen und ökonomischen Kenndaten der betrachteten Technologien werden im folgenden Abschnitt („Input Parameter“) erläutert.

Im Rahmen der Optimierung wird die Elektrolysekapazität je Landkreis/Stadt, die jeweilige Kapazität der Rückverstromungskraftwerke, die Kapazität sowie die Anzahl der notwendigen Salzkavernen sowie die Kapazitäten der HGÜ-Erdkabel und der Wasserstoffpipelines ermittelt. Die Standorte der Rückverstromungskraftwerke, der Speicher und der Pipelines wurden im Vorhinein festgelegt und werden in Abschnitt „Standortwahl der Technologien“ diskutiert. Die Auswahl der Überschusslandkreise erfolgt im Rahmen der Optimierung in Abhängigkeit der maximal zur Verfügung stehenden Überschussstrommengen, den potenziellen Volllaststunden der Elektrolyseure, sowie der benötigten Pipelinelänge, um die Region mit dem Salzkavernenstandort zu verbinden. Weitergehend werden alle stündlichen Energieflüsse berechnet. Basierend auf den im Rahmen der Optimierung bestimmten technischen Parametern, den Daten zu CAPEX und OPEX sowie zu den Annuitäten der einzelnen Komponenten, werden die Stromgestehungskosten für den Rückverstromungspfad berechnet.

5.6.2.2 INPUT PARAMETER

5.6.2.2.1 ENERGIESZENARIO ZUR BESTIMMUNG VON RESIDUALLASTEN

Die Basis für die Pfadanalyse zur großtechnischen Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung, bilden die Rahmenbedingungen zur Stromerzeugung sowie zum Stromverbrauch für das Szenario-Jahr 2050. Um diese zeitlich und örtlich aufgelösten Daten zu generieren, sind simulationsgestützte Szenarien notwendig, welche sich in an den Klimaschutzzielen der deutschen Bundesregierung zur Minderung der Treibhausgasemissionen orientieren. Die in dieser Arbeit durchgeführte Pfadanalyse basiert auf dem weiterentwickelten „Energiekonzept 2050“ des Forschungszentrums Jülich (IEK-3) [Robi15], welches ähnlich dem Zielszenario der Bundesregierung von bestimmten Zielen zum Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) ausgeht. Die angenommene in Deutschland installierte Leistung der EE-Anlagen (siehe Abbildung 5-99), deren durchschnittliche Volllaststunden sowie die daraus resultierenden Strommengen des verwendeten Energieszenarios werden im Rahmen der Modellierung berücksichtigt.

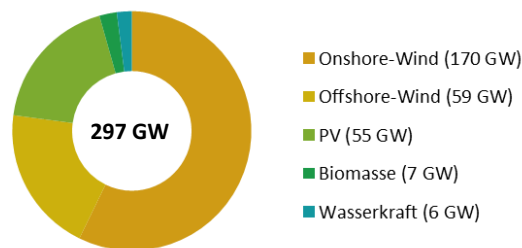


Abbildung 5-99 In Deutschland installierte Leistung an erneuerbaren Energien (Insgesamt: 297 GW) in dem zugrundeliegenden Energieszenario des Rückverstromungspfades [Robi15]

Die Struktur der Strombereitstellung ist zusammenfassend in Abbildung 5-100 dargestellt. Der Hauptanteil des im betrachteten Energieszenario erzeugten Stroms aus EE stammt aus Onshore-Windkraftanlagen (51 %). Weitere 33% stammen aus Offshore-Windkraftanlagen und die restlichen Anteile werden aus PV (7 %), Biomasse (6 %) und Wasserkraft (3 %) erzeugt. Zu den installierten 297 GW EE-Anlagen sind in dem Szenario steuerbare Kraftwerke zur Deckung der positiven Residuallast installiert. Die Berechnungen der Stromerzeugungsmengen im Szenario-Jahr 2050 basieren auf dem Wetterjahr 2013, einem eher windärmeren Jahr, welches somit als eher konservativere Grundlage für die Berechnung des Überschussstroms gesehen werden kann.

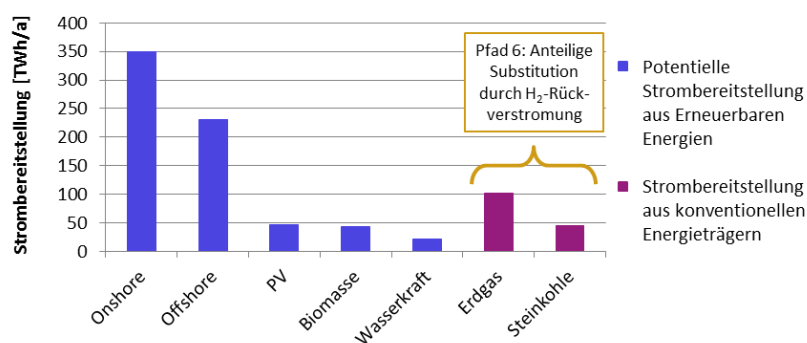


Abbildung 5-100 Strombereitstellung für Deutschland, sortiert nach Erzeuger, in dem zugrundeliegenden Energieszenario des Rückverstromungspfades, angepasst nach [Robi15]

Die Last für das Szenario-Jahr 2050 wurde auf ¼-Stunden Basis auf Gemeindeebene anhand eines Top-Down Modells ermittelt (siehe [Robi15]). Mithilfe dieser Rahmenbedingungen zu Stromerzeugung und -verbrauch werden die Residuallasten ermittelt.

Die Simulation zum Szenario-Jahr 2050 berechnet für Deutschland eine potenzielle Stromerzeugung (ohne Abregelung) aus erneuerbaren Energien von 693 TWh und eine Last von 528 TWh. Die Strombereitstellung aus konventionellen Energieträgern beträgt 147 TWh. Der Einsatz konventioneller Energieträger ist zur Deckung der Residuallast erforderlich, da die zeitliche Übereinstimmung zwischen EE-Erzeugung und Last im Laufe eines Jahres nicht immer gegeben ist. Die nutzbare Stromerzeugung aus EE entspricht 381 TWh (528 TWh minus 147 TWh). Der Anteil erneuerbarer Energien an der

Deckung der Last (528 TWh) beträgt somit ca. 72 %. Der Emissionsfaktor des Strommixes bezogen auf die Last beträgt für das Szenario-Jahr, ohne anteilige Substitution der fossilen Kraftwerke durch H₂-Rückverstromung, 0,148 kg_{CO₂}/kWh. Die Berechnung des Emissionsfaktors basiert auf den spezifischen Emissionsfaktoren von 369 g_{CO₂}/kWh für Erdgas und 899 g_{CO₂}/kWh für Steinkohle [IcKu16].

Anhand dieser Betrachtung ergibt sich bilanziell eine negative Residualenergiemenge (Überschussstrom) von 165 TWh. Da diese bilanzielle Betrachtung aber eine unzulässige Vereinfachung im Falle unbegrenzter Netzübertragungs- und Speicherkapazitäten darstellen würde, wird die Residuallast stattdessen zeitlich und örtlich aufgelöst betrachtet. Hierzu berechnet das Modell die stündliche Residuallast auf Gemeindeebene, summiert diese dann auf Landeskreisebene auf und bezieht zusätzlich die Übertragungskapazitäten des 220 und 380 kV Netzes zum Stromtransport in die Simulation mit ein. Innerhalb von Gemeinden sowie innerhalb von Landkreisen wird von einer „Kupferplatte“ ausgegangen, was der Annahme eines vorhandenen, stark vermaschten Verteilnetzes entspricht. Das 220 bzw. 380 kV Netz wurde auf Grundlage des Netzentwicklungsplans des Jahres 2014 modelliert.

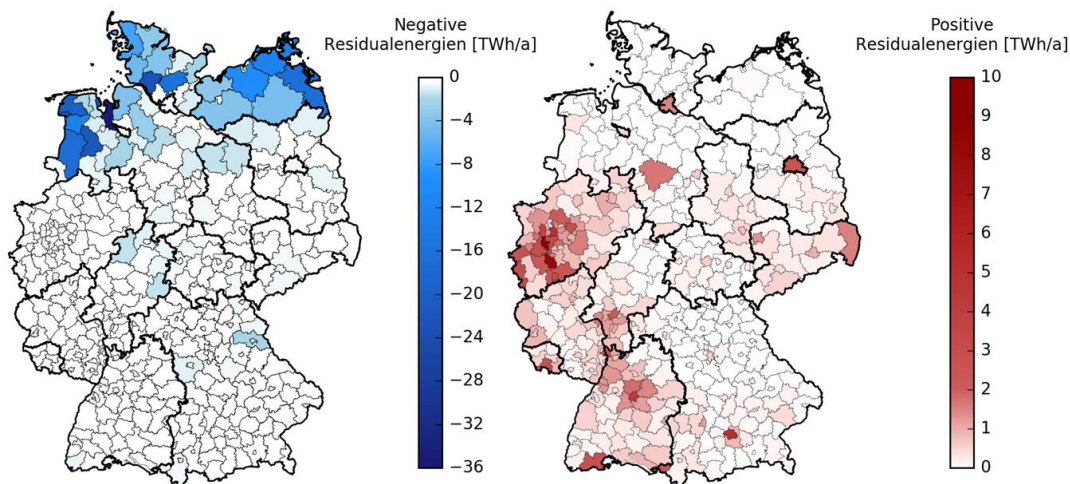


Abbildung 5-101 Positive und negative jährlich Residualenergien für Deutschland in dem Rückverstromungspfad zugrundeliegenden Energieszenario [Robi15]

Werden nun die gesamtjährlichen Residualenergiemengen der Landkreise/Städte in ganz Deutschland bilanziert, ergibt dies eine jährliche negative Residualenergie von 293 TWh³¹ und eine positive Residualenergie von 147 TWh.

Abbildung 5-101 zeigt die örtliche Verteilung der negativen (blau) sowie positiven (rot) Residualenergie in Deutschland auf Ebene der Landkreise/Städte für das Szenario-Jahr 2050 ohne die Berücksichtigung von Im- und Exporten. Es zeigt sich eine klare örtliche Aufteilung der negativen und positiven

³¹ Im Energiekonzept von [Robi15] werden von diesen 293 TWh an Stromüberschüssen 154 TWh verwendet um 75% des deutschen PKW-Straßenverkehrs (Brennstoffzellenfahrzeuge) mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff zu versorgen.

Residuallasten auf dieser Ebene. Die Landkreise/Städte mit den höchsten negativen Residualenergiemengen liegen in (Summenwerte auf Bundeslandebene):

- Niedersachsen (175 TWh/a)
- Schleswig-Holstein (64 TWh/a)
- Mecklenburg-Vorpommern (50 TWh/a)

Die Landkreise/Städte mit den höchsten positiven Residualenergiemengen liegen in:

- Nordrhein-Westfalen (NRW) (84 TWh/a)
- Baden-Württemberg (31 TWh/a)
- Bayern (20 TWh/a)

Nordrhein-Westfalen weist im betrachteten Szenario eine Spitzenlast von 21,3 GW auf, was der minimal notwendigen installierten Kraftwerkskapazität zur Deckung der positiven Residuallast entspricht. Die zu deckenden Lastspitzen treten dabei auch in Zeiten auf, in denen nur geringe Mengen an Überschussstrom aus anderen Regionen verfügbar sind, weshalb die installierte Kraftwerkskapazität durch Stromtransport nur geringfügig reduziert werden kann.

Die mit Abstand größten Strom-Defizitmengen in NRW entfallen auf die kreisfreien Städte Düsseldorf (8 %) und Köln (7 %). Weitere hohe Anteile entfallen auf die örtlich konzentrierten Landkreise im Ruhrgebiet. Der maximale Laständerungsgradient der summierten positiven Residuallasten in NRW beträgt 7,1 GW/h.

Im Rahmen der Pfadanalyse soll untersucht werden, wie die Last in NRW vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Hierzu werden verschiedene Rückverstromungspfade ausgelegt. Insbesondere zur Auslegung der erforderlichen Wasserstoff-Kavernenspeicher im Rahmen der Rückverstromungspfade ist der Zeitpunkt des Auftretens von positiver und negativer Residuallast von essentieller Bedeutung. Über das Jahr verteilt zeigt sich ein sehr konstanter Verlauf der positiven Residualenergiemengen NRWs. Diese schwanken zwischen 6-9 TWh pro Monat in NRW (12-20 TWh in Deutschland). Anders verhält es sich mit den negativen Residuallasten. Hier ist ein tendenziell saisonaler Verlauf auf nationaler Ebene beobachtbar, mit den höchsten Überschussmengen von 43 TWh im Dezember und den niedrigsten Überschussmengen von 14 TWh im Juli.

5.6.2.2 TECHNISCHE UND ÖKONOMISCHE PARAMETER

Allgemeine Annahmen

Für die Pfaduntersuchung werden technologieübergreifend allgemeine Annahmen für den kalkulatorischen Zinssatz und den Kosten des Stromeinkaufs getroffen. Für den kalkulatorischen Zinssatz wird ein Wert von 8% angesetzt. Für den Einkauf des Überschussstroms werden pauschal Stromkosten von 60 €/MWh veranschlagt (siehe Szenarioannahmen in [ROSR17]). Überschussstrom

wird für den Betrieb der Elektrolyseure als auch für die direkte Lastdeckung durch Stromtransport mittels HGÜ-Kabel im Rahmen der Pfadanalyse verwendet.

Technische und ökonomische Parameter - Elektrolyseur

Die erste technische Komponente im hier analysierten Wasserstoffpfad (siehe Abbildung 5-97) ist der Elektrolyseur zur Nutzung des Überschussstroms zur Herstellung von Wasserstoff. Bei dieser Technologie zur Umwandlung von elektrischer in chemische Energie kommen in erster Linie zwei Typen von Elektrolyseuren zur Anwendung: der alkalische Elektrolyseur (AEL) sowie der Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyseur (engl. polymer electrolyte membrane, kurz: PEMEL). Für die Zukunft wird eine Angleichung der Kosten, Wirkungsgrade und Leistungsgrößen für den PEMEL [Stol14] oder sogar ein Kostenvorteil des PEMEL [NBHL15] erwartet. Die folgenden Kenndaten für das Jahr 2050 werden im Rahmen der Pfadanalyse für Elektrolyseure verwendet:

- CAPEX = 500 €/kW_{el} [SEGW13]
- OPEX = 1,5%/a bezogen auf CAPEX [BCHL14]
- Wirkungsgrad elektrisch = 70 % [Stol14]
- Lebensdauer = 10 Jahre (78.000 h; ohne Stackaustausch) [BCHL14]

Technische und ökonomische Parameter – Salzkavernenspeicher

Salzkavernen sind geologische Speicherformationen welche zur Speicherung von Gasen (insbesondere Erdgas) eingesetzt werden. Zur Herstellung von Salzkavernen werden Salzlagerstätten durch Solebohrungen aufgeschlossen und mit Spülrohrsträngen versehen. Das injizierte Süßwasser löst das Salz im Untergrund und wird dem dadurch entstehenden Hohlraum (Kaverne) als sogenannte Sole wieder entnommen [Vks14].

Bereits seit den 70er Jahren werden Salzkavernen intensiv als Speicheroption für Wasserstoff erforscht [Road13]. Aufgrund der hohen Dichtigkeit der Salzkavernen gegen austretendes Gas auch bei hohen Drücken sowie dem Ausschluss von chemischen Reaktionen sind diese besonders gut für eine Wasserstoffspeicherung geeignet [Stol14]. Weitere Vorteile sind hohe mögliche Ein- und Ausspeicherraten und die damit einhergehende hohe Flexibilität, der geringere Kissengasbedarf sowie die relativ niedrigen erforderlichen Investitionen im Vergleich zu beispielsweise Aquiferspeichern.

Derzeit werden bereits mehrere großtechnische Wasserstoffspeicher an weltweit vier Standorten von der petrochemischen Industrie betrieben. Tabelle 5-38 gibt einen kurzen Überblick über deren Charakteristika.

Tabelle 5-38 Überblick über bereits existierende großtechnische Wasserstoffspeicher [KCPR13, NBHL15]

Speicher	Ort	In Betrieb seit	Geometrisches Volumen (m ³)	Druckspiegel (bar)	Speicherkapazität (GWh)
Teeside	Teeside, UK	1972	3 x 70.000	45	25
Clemens Dome	Texas, USA	1986	580.000	70-135	83,3
Moss Bluff	Texas, USA	2007	566.000	55-152	80
Spindletop	Texas, USA	2014	906.000	68-202	k.A

Die folgenden Kenndaten für das Jahr 2050 werden im Rahmen der Pfadanalyse für Salzkavernenspeicher verwendet:

- CAPEX = 69 Mio. € pro Kaverne mit einem Speichervolumen von 133 GWh [Stol14]
- CAPEX inklusive Messstation, Verdichter, Druckreduzierung und Trocknungsanlage. Weiterhin wird angenommen, dass neue Kavernen an einem bereits existierenden Kavernenstandort errichtet werden, sodass keine zusätzliche obertägige Infrastruktur gebaut werden muss.
- OPEX = 2,5%/a bezogen auf CAPEX (eigene Berechnung basierend auf [Stol14])
- Ein- und Ausspeicherrate pro Kaverne = 450 MW [Stol14]
- Lebensdauer = 30 Jahre (nach [Stol14]: > 30 Jahre)

Technische und ökonomische Parameter – Wasserstoffpipeline

Als verbindendes Element zwischen Elektrolyseur und Salzkaverne, sowie zwischen Salzkaverne und Rückverstromungskraftwerk werden Wasserstoffpipelines benötigt.

In Deutschland existieren bereits mehrere separate Wasserstoffpipelinesetze, wovon die größten im Ruhrgebiet (240 km) sowie in Sachsen-Anhalt (90 km) liegen [Krie12]. Diese dienen in erster Linie dem Transport zwischen wasserstofferzeugenden und wasserstoffverbrauchenden Chemieanlagen [Proj17]. Das Wasserstoffnetz im Ruhrgebiet existiert seit 1938 und wurde im Jahr 1982 erweitert [Krie12]. Der Betriebsdruck liegt bei 17-22 bar und die verwendeten Durchmesser liegen zwischen 100-300 mm. Der Betreiber des Wasserstoffnetzes ist Air Liquide, welcher weltweit noch weitere Wasserstoffpipelines betreibt, davon unter anderem ein Pipelinesetz in Frankreich, welches seit den frühen 1980er Jahren ohne Betriebsschwierigkeiten bei ca. 100 bar hochreinen Wasserstoff (99,995 %) transportiert [Krie12]. Die meisten derzeitigen Wasserstoffpipelines werden aufgrund der Anforderungen der Chemieanlagen quasi-statisch betrieben, was einer stetigen Ein- und Ausspeisung sowie relativ konstanten Betriebsdrücken gleichkommt. Ein dynamischer Betrieb, der sich durch häufige und große Schwankungen im Bereich von 30-100 bar auszeichnet ist wenig erprobt und generell anfälliger für eine Versprödung der Rohre. Ein Vorteil einer dynamischen Betriebsweise wäre allerdings die zusätzliche Nutzungsmöglichkeit der Pipelines als Speicher [Krie12]. In [Krie12] finden sich Vorgaben zu den Betriebsbedingungen von Wasserstoffpipelines. Hierzu zählen die Verwendung

von reinem, gasförmigen Wasserstoff, ein Temperaturbereich von -40°C bis 175°C , sowie Druckbereiche von 10-210 bar [Krie12].

Annahmen zu den ökonomischen und technischen Kenndaten der Wasserstoffpipelines basieren auf Ansätzen zur Kostenberechnung von Erdgaspipelines mit maximalen Betriebsdrücken von 100 bar [MiFH15] in der Pfadanalyse. Die ökonomischen, durchmesser-abhängigen Investitionen werden dabei unter der Annahme eines minimalen Betriebsdrucks von 90 bar, maximalen Temperaturen von 20°C und einer maximalen Gasgeschwindigkeit von 10 m/s, auf die maximale Durchflusskapazität, bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff, ausgedrückt und linearisiert.

Die folgenden Kenndaten für das Jahr 2050 werden im Rahmen der Pfadanalyse für Wasserstoffpipelines verwendet:

- MOP (maximum operating pressure) 100 bar
- CAPEX = 408 €/m als durchmesser-unabhängige Investitionen (eigene Berechnungen)
- CAPEX = 0,18 €/(m*MW) als durchmesser-abhängige Investitionen (eigene Berechnungen)
- Lebensdauer 40 Jahre [BGGR12]

Technische und ökonomische Parameter – Stromleitungen

Eine weitere Möglichkeit, Überschussstrom aus Norddeutschland in die südlichen Lastzentren zu leiten, ist der Stromtransport per Freileitung oder Erdkabel. Für größere Distanzen und hohe Übertragungskapazitäten wird aufgrund niedrigerer Transportverluste Gleichstrom statt Drehstrom bevorzugt [HHFM12]. Gemäß den Tendenzen des Netzentwicklungsplans zum vermehrten Ausbau neuer Gleichstromtrassen [Bnet15] sowie dem Beschluss der Bundesregierung zum Erdkabelvorrang bei HGÜ-Leitungen [Bund15b], werden im Rahmen der Pfadanalyse nur HGÜ-Erdkabel als Stromtransportoption betrachtet.

Mit der Erdverkabelung sind einerseits erhöhte Kosten verbunden, welche sich durch die notwendige Kühlung der entstehenden Wärmeverluste, sowie durch die erhöhten Aufwendungen zur Verlegung der unterirdischen Leitung ergeben [Bnet16]. Andererseits wird eine erhöhte Akzeptanz der Bevölkerung im Vergleich zu Freileitungen erwartet [Bund15b].

Die folgenden Kenndaten für das Jahr 2050 werden im Rahmen der Pfadanalyse für HGÜ-Leitungen (VSC-Systeme) verwendet:

- CAPEX = 2.800 €/m für zwei VSC Systeme mit einer Kapazität von je 1.200 MW [HHFM12]
- CAPEX = 120.000 €/MW für eine VSC Konverterstation [HHFM12]
- Wirkungsgrad = 96,3% (eigene Berechnung basierend auf [Hofm12])
- Lebensdauer = 40 Jahre [BDHM12]

Technische und ökonomische Parameter – H₂-Gasturbinenkraftwerke und H₂-Gas- und Dampfturbinenkraftwerke

Die in der Literatur am häufigsten betrachtete und präferierte Technologie zur Rückverstromung von großtechnisch gespeichertem Wasserstoff ist das Gasturbinenkraftwerk bzw. das Gas- und Dampfturbinenkraftwerk [Altm14, ArVo14, Ausf15, DLDS14, Fchj15, KuKH14, KVWL10, NBHL15, NPNH12, SSMW10, Stol14]. Im Unterschied zu konventionellen erdgasbefeuerten Kraftwerken, führt eine Befeuerung mit Wasserstoff allerdings aufgrund seiner hohen Zündfähigkeit (Wasserstoff: 4-75 Vol.-% in Luft im Vergleich zu Erdgas: 5-15 Vol.-% in Luft) und hohen Flammgeschwindigkeit (3,46 m/s im Vergleich zu 0,43 m/s bei Erdgas) zu sehr hohen Temperaturen von bis zu ca. 3.000 °C [FeJS08].

Aktuell wird weltweit zu verbesserten Verbrennungssystemen von wasserstoffreichen Synthesegasen in Gasturbinen geforscht. Im Fokus steht etwa die Eindüsung von Stickstoff oder Wasserdampf [ChLM05], die Erforschung temperaturbeständigerer Materialien, konstruktive Änderungen der Brennkammer [Stol14] oder die Anpassung eines erhöhten Brennstoffmassenstroms, um den geringeren volumetrischen Heizwert von Wasserstoff (10,78 MJ/Nm³) im Vergleich zu Erdgas (35,88 MJ/Nm³) auszugleichen [Netl16].

Auch auf europäischer Ebene wird länderübergreifend an stationären Großgasturbinen für den Betrieb mit wasserstoffreichen Brennstoffen geforscht (siehe z.B. EU-Forschungsprojekt „ENCAP“). Kommerzielle Gasturbinenhersteller sind u.a. aufgrund der IGCC-Kraftwerkstechnologie ebenfalls an der Erhöhung des potenziellen Wasserstoffanteils für ihre kommerziellen Turbinenmodelle interessiert und haben bereits eine Reihe von experimentellen Studien durchgeführt. Tabelle 5-39 gibt einen Überblick über verschiedene derzeit verfügbare Gasturbinenmodelle mit deren jeweiliger Nennleistung sowie maximalem Wasserstoffanteil an der Mitverbrennung.

Tabelle 5-39 Derzeit verfügbare Gasturbinen mit hohem Wasserstoffanteil im Brenngas [AnLL13, Ge17a, Ge17b, Marr15, NBHL15, Siem17, Stol14, Team11, WBDG07, WiGS14]

Hersteller	Modell	Nennleistung (MW)	Wasserstoffanteil im Brenngas (Vol.-%)	Wirkungsgrad (%)
General Electric	MS6001	42,1	32	33,5
General Electric	MS7001EA	85,4	50	33,9
General Electric	MS9001E.I03	126	46,8	34,6
General Electric	9F-Syngas	305	65	41
Siemens	SGT5-2000E	166	50	26,2
Siemens	SGT-200	6,8	80-85	31,5
Siemens	SGT-700	33	35	37,2
Siemens	SGT-800	50	35	38,3
Alstom	GT26 upgrade 2011	350	30	40
Alstom	GT11N2	115	50	33,3
GE-Nuovo Pignone	GE10-1	16	100	41,6

Der italienische Energiekonzern Enel betreibt in Fusina seit Oktober 2009 das weltweit einzige Wasserstoff-Gaskraftwerk („Fusina Projekt“) mit einer installierten Leistung von 16 MW [Pasi09]. Prognosen sehen eine Marktreife von reinen großtechnischen Wasserstoff-Gasturbinen (bei entsprechender Nachfrage) ab 2020 [EISa15, Stol14]. Ferner wird angenommen, dass wasserstoffbetriebene Gasturbinen ab 2030 zu gleichen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen wie erdgasbetriebene Anlagen verfügbar sind und sich die Betriebsstunden, die Zuverlässigkeit und der Wartungsbedarf nicht von konventionellen erdgasbetriebene Anlagen unterscheiden werden [Stol14]. Wie bei erdgasbasierten Kraftwerken ist auch hier die Kopplung mit einer nachgeschalteten Dampfturbine zu einem Gas- und Dampfturbinen (GuD) Kraftwerk möglich, was sich in höheren Brennstoffausnutzungsgraden bemerkbar macht.

Die folgenden Kenndaten für das Jahr 2050 werden im Rahmen der Pfadanalyse für Gasturbinen und GuD-Kraftwerke verwendet:

Gasturbine:

- CAPEX = 504 €/kW_{el} [Stol14]
- OPEX = 5.075 €/(MW_{el}*a) + 7,48 €/(MWh_{el}*a) [Stol14]; bezogen auf installierte Leistung und erzeugte Strommenge
- Lebensdauer = 25 Jahre (nach [Stol14]: technische Lebensdauer 20-30 Jahre)
- Wirkungsgrad = 40 % [Stol14]

GuD:

- CAPEX = 760 €/kW_{el} [Stol14]
- OPEX = 11.076 €/(MW_{el}*a) + 2,36 €/(MWh_{el}*a) [Stol14]; bezogen auf installierte Leistung und erzeugte Strommenge
- Lebensdauer = 25 Jahre (nach [Stol14]: technische Lebensdauer 20-30 Jahre)
- Wirkungsgrad = 60 % [Stol14]

Technische und ökonomische Parameter - H₂ Gasmotor

Eine weitere Möglichkeit Wasserstoff zu verstromen, ist die Verbrennung in Gasmotoren. Die Entwicklung von Wasserstoff-Verbrennungsmotoren ist u.a. durch die Forschungsvorhaben der Automobilindustrie hinsichtlich PKWs mit Wasserstoffantrieb (z.B. BMW Hydrogen 7, Mini Cooper Hydrogen, Mazda RX-8 Hydrogen RE) schon vergleichsweise weit fortgeschritten. Der Viertakt-Otto-Motor mit Fremdzündung bildet hierbei die Standardanwendung. Der Betrieb von Viertakt-Dieselmotoren mit Wasserstoff ist aufgrund der dieselmotortypischen kontrollierten Selbstentzündung derzeit noch im Versuchsstadium [Stol14].

Eine Serienproduktion von Gasmotoren für reinen Wasserstoff existiert derzeit nicht. Allerdings gibt es aktuell kleinere Anlagen in Einzelanfertigung wie etwa im Projekt „RH₂-WKA“ [Wind17a]. Das gesamte System besteht aus 28 Windenergieanlagen (bis zu 7,5 MW), einem Elektrolyseur (alkalisch, 1 MW_{el}, η=60,7%), einem Wasserstoffdruckspeicher (310 bar, ca. 3.300 Nm³) und zwei

Blockheizkraftwerken ($160 \text{ kW}_{\text{el}}$ & $90 \text{ kW}_{\text{el}}$, $400 \text{ kW}_{\text{th}}$, $\eta_{\text{el}} = 33,2\%$), die reinen Wasserstoff verbrennen können [Wind17a]. Ein weiteres wasserstoffbetriebenes BHKW ($120 \text{ kW}_{\text{el}}$, $\eta_{\text{el}} = 41\%$) soll am zukünftigen Hauptstadtf Flughafen BER entstehen [Stol14]. Im Rahmen des EU-Projektes „HyICE“ (Optimization of Hydrogen Powered Internal Combustion Engines) konnte zudem gezeigt werden, dass Wasserstoffmotoren bereits Wirkungsgrade von 42-44% erreichen können [Ec11].

Für größere Leistungsbereiche ist es möglich, mehrere Gasmotoren zu einem Gasmotoren-Kraftwerk zusammenzuschließen. Der modulare Aufbau bringt zusätzliche Vorteile bei der flexiblen Leistungsregelung. Die einzelnen Motoren können je nach Bedarf zu- oder abgeschaltet werden, wobei die laufenden Anlagen im optimalen Wirkungsgradbereich betrieben werden. Im Falle der Wartung oder bei einem Ausfall, fehlt lediglich eine Teilleistung [Stol14].

Wasserstoffmotoren sind ebenfalls Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten (siehe z.B. [Ecke15, HaLi13]). Die Marktreife für rein mit Wasserstoff betriebene Gasmotoren wird für das Jahr 2030 mit einer geringfügigen Kostensteigerung zu derzeitigen erdgasbetriebene Motoren erwartet [Stol14].

Die folgenden Kenndaten für das Jahr 2050 werden im Rahmen der Pfadanalyse für H_2 Gasmotoren verwendet:

- CAPEX = $715 \text{ €/kW}_{\text{el}}$ [Stol14]
- OPEX = $4.000 \text{ €}/(\text{MW}_{\text{el}} \cdot \text{a}) + 6,93 \text{ €}/(\text{MWh}_{\text{el}} \cdot \text{a})$ [Stol14]; bezogen auf installierte Leistung und erzeugte Strommenge
- Lebensdauer = 20 Jahre [Stol14]
- Wirkungsgrad = 48.5% [Stol14]

Technische und ökonomische Parameter – Brennstoffzellen

Im Gegensatz zur herkömmlichen Verbrennung gasförmiger Energieträger, bei der die chemisch gebundene Energie zur Stromerzeugung erst in thermische, dann mechanische und schließlich in elektrische Energie umgewandelt wird, basiert die Brennstoffzelle (BZ) auf einer direkten elektrochemischen Wandlung der gespeicherten chemischen Energie in elektrische Energie. Dieser verkürzte Weg der Energieumwandlung resultiert in höheren erzielbaren Wirkungsgraden, was die Brennstoffzelle zu einer interessanten Option der Wasserstoff-Rückverstromung macht.

a) Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzellen (PEMFC)

Die Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (PEMFC) ist die bisher am weitesten verbreitete BZ. Sie wird aufgrund ihrer Betriebstemperaturen von $60\text{-}100^\circ\text{C}$ als Niedertemperatur-BZ klassifiziert.

Die PEMFC besteht aus einer dünnen, gasdichten, protonenleitenden, aus Kunststoff bestehenden Polymermembran, durch welche die Wasserstoff-Protonen von der Anode zur Kathode diffundieren und dort mit Sauerstoff-Ionen zu Wasser reagieren. Die Elektronen des Wasserstoffs, die bei diesem

Prozess über einen äußeren Stromkreis von der Anode zur Kathode fließen, erzeugen dabei den gewünschten Stromfluss (Gleichstrom).

Die PEMFC kommt bereits in größeren Leistungsklassen zum Einsatz und ist im reinen Wasserstoffbetrieb kommerziell erhältlich. PEMFC sind dynamisch betreibbar und können durch ihre kurze Anfahrtszeit schnell auf Lastwechsel reagieren, womit sie bestens für die Bereitstellung von Regelleistung geeignet sind. Weitere Vorteile sind ihr guter Teillastwirkungsgrad sowie ihre hohe Leistungsdichte, wodurch eine kompakte Bauweise ermöglicht wird [Geit12].

Der derzeit wirtschaftlich realisierbare Leistungsbereich von PEMFC liegt zwischen wenigen Watt bis zu 300 kW_{el}. Dennoch sind bereits einige Anlagen im Leistungsbereich 1 MW_{el} in Betrieb (Auswahl):

- 1 MW-System zur Strom- und Wärmeerzeugung in der SolVin Chlorfabrik, Antwerpen-Lollo, Belgien [WuZA16]
- 1 MW-System als mobiles Kraftwerk zur Abdeckung von Lastspitzen am Eastlake-Kraftwerk Ohio, USA [Stol14]
- 1,1 MW-System zum Spitzenlastausgleich am Headquarter von Toyota Motor Sales in Torrance, USA [Ball12]

Die folgenden Kenndaten für das Jahr 2050 werden im Rahmen der Pfadanalyse für PEMFC verwendet:

- CAPEX = 923 €/kW_{el} (nach [Stol14]: 885-961 €/kW_{el})
- OPEX = 7.5 €/MWh_{el}; bezogen auf erzeugte Strommenge (nach [Stol14]: spezifische variable Kosten (Vollwartungsvertrag) 5-10 €/MWh)
- Lebensdauer = 10 Jahre (nach [Stol14]: technische Lebensdauer Stack: 40.000-90.000h)
- Wirkungsgrad = 51% (nach [Stol14]: Effizienz 50-52%)

b) Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

Die zweite hier untersuchte Brennstoffzellentechnologie, die sich insbesondere für große Leistungsbereiche eignet, ist die oxidkeramische Brennstoffzelle (Solid Oxide Fuel Cell – SOFC) [Asue00, Ener17b]. Wesentliche Vorteile der SOFC-Technologie im Vergleich zur PEMFC sind die höheren elektrischen Wirkungsgrade von bis zu 60 %. Unter diesem Gesichtspunkt sind diese auch in großtechnischen Anwendungsfällen mit konventionellen Energieumwandlungstechnologien wie dem GuD-Kraftwerk konkurrenzfähig [Blum13, DLDS14]. Durch die hohen Betriebstemperaturen ist die SOFC zudem bestens für eine Wärmeauskopplung auch in Kombination mit einer potenziellen Fernwärmeversorgung geeignet [Asue00].

Als Nachteil der SOFC werden aufgrund der hohen Betriebstemperaturen und den Materialschäden, die aus schnellen Temperaturwechseln entstehen, häufig die langen Anfahrtszeiten genannt [AHAA15]. Einige Studien belegen jedoch auch eine potenziell dynamische Betriebsweise für SOFC [Boss12, DSHL15]. Weitere Nachteile sind die vergleichsweise hohen leistungsspezifischen Investitionen.

Derzeit sind schon einige SOFC-Systeme auch im größeren Maßstab verfügbar und teilweise auch mit nachgeschalteter Wärmenutzung im Betrieb [AnSu17, MeSS12, PeTr04, Stol14, Wend06]. Der derzeitige Forschungsschwerpunkt konzentriert sich auf die Entwicklung neuer Materialien beziehungsweise der Substitution teurer Materialien (wie rostfreiem Stahl) durch kostengünstigere Alternativen [AHAA15, SDMH06] sowie auf den Betrieb der SOFC bei niedrigeren Temperaturen (<750 °C) um die Lebensdauer der SOFC zu erhöhen [SDMH06]. Weitere Forschungsbemühungen werden zur Erhöhung des Wirkungsgrades und der Leistungsdichte unternommen. In den letzten Jahren (2008-2011) konnte bereits eine beachtliche Steigerung der Leistungsdichte um das 2-3 fache erreicht werden, was sich letztendlich in sinkenden leistungsspezifischen Kosten äußert [FFKW11].

Die folgenden Kenndaten für das Jahr 2050 werden im Rahmen der Pfadanalyse für SOFC verwendet:

- CAPEX = 1.500 €/kW_{el} [Stol14]
- OPEX: 10.000 €/(Modul*a) bei einer Modulgröße von 5 MW_{el}, kein Stack-Replacement [Stol14]
- Lebensdauer = 10 Jahre (nach [Stol14]: technische Lebensdauer Stack 100.000 h)
- Wirkungsgrad = 70 % [Stol14]

Gegenüberstellung der Rückverstromungstechnologien

Die im Detail vorgestellten Rückverstromungstechnologien sollen nun hinsichtlich ausgewählter Kriterien beurteilt werden. Meist werden hier vor allem der elektrische Wirkungsgrad sowie die spezifischen Investitionen genannt. Abbildung 5-102 zeigt die Einordnung der untersuchten Rückverstromungstechnologien mit den in dieser Studie festgelegten Parametern gemäß den beiden Kriterien.

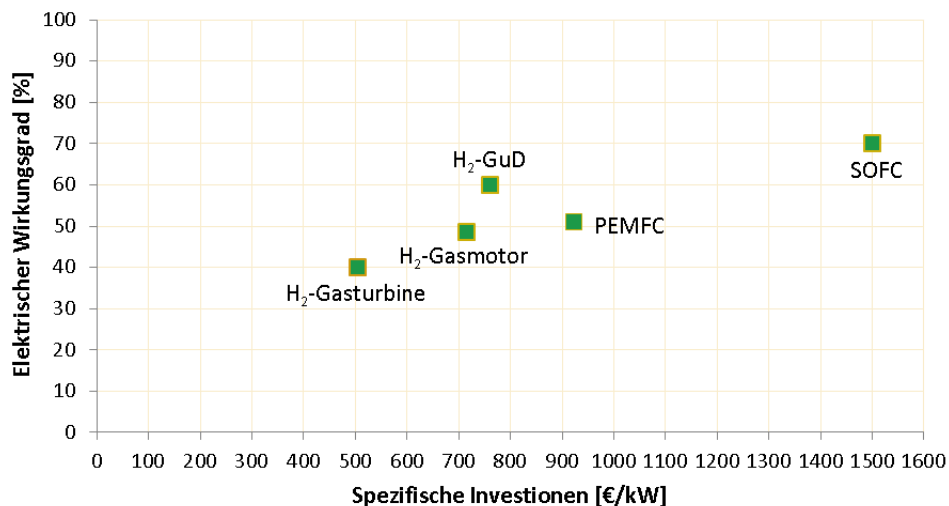


Abbildung 5-102 Vergleich der angenommenen Wirkungsgrade und spezifischen Investitionen der verschiedenen Wasserstoff-Rückverstromungstechnologien für das Szenario Jahr 2050

Darüber hinaus existieren weitere relevante technische Kriterien zur Auswahl der geeignetsten Rückverstromungstechnologie. Dazu zählen:

- Flexible Fahrweise
- Anfahrtszeit
- Laständerungsgradient
- Mindestlast
- Teillastwirkungsgradverhalten
- Zusätzliche Wärmeauskopplung

Da die Rückverstromungskraftwerke zur Deckung von Lastspitzen benötigt werden, sollte eine flexible Fahrweise gegeben sein. Diese äußert sich in einer geringen Anfahrtszeit und einem hohen Laständerungsgradienten. Aufgrund der flexiblen Fahrweise sind zusätzlich eine niedrige Mindestlast sowie hohe Teillastwirkungsgrade von Vorteil. Tabelle 5-40 gibt einen Überblick über die Parameter der jeweiligen Technologien.

Tabelle 5-40 Vergleich weiterer technischer Kriterien zur Auswahl der Rückverstromungstechnologien (Daten basierend auf [Dani12, Stol14, Teuf15, Zapf17])

Technologie	Anfahrtszeit	Last- gradient	Mindest- last	Teillast- wirkungsgrad	Abwärme- nutzung
SOFC	Kaltstart	< 120 Minuten			
	Warmstart	< 15 Minuten	75-100 %/ min*	20 %	↗ ✓
	Heißstart	< 1 Minute			
GuD	Kaltstart	120-180 Minuten			
	Warmstart	60-90 Minuten	4-6%/ min	35%	↘ (✓) **
	Heißstart	30-60 Minuten			
Gasmotor	5 Minuten	25%/ min	≤ 5%	↘	✓
PEMFC	7-10 Minuten	100 %/ min*	≤ 5%	↗	(✓) ***
Gasturbine	5-8 Minuten	< 25%/ min	15%	↘	✓

* bei Betriebstemperatur/warm

** Wärmeauskopplung mit elektrischen Wirkungsgradverlusten verbunden

*** im Niedertemperaturbereich (Nutztemperaturniveau ca. 80°C) möglich

Bezüglich der Anfahrtszeiten können Gasmotoren, Gasturbinen sowie die PEMFC als sehr flexible Technologien und das GuD sowie die SOFC als eher träge Technologien eingestuft werden. Ein weiterer Faktor zur Beurteilung der Flexibilität ist der Laständerungsgradient. Den geringsten Laständerungsgradienten besitzt das GuD mit 10 % der Nennleistung pro Minute. Wesentlich flexibler ist hier die Gasturbine betreibbar. Die restlichen hier betrachteten Technologien, der Gasmotor, die

PEMFC und die SOFC werden im größeren Leistungsbereich aus mehreren Modulen aufgebaut, was ein flexibles Zu- und Abschalten der Module erlaubt. Für den wirtschaftlichen Betrieb eines Spitzenlastkraftwerkes sind weiterhin niedrige Mindestlasten sowie hohe Teillastwirkungsgrade anzustreben. Hier besitzen lediglich die SOFC sowie das GuD bedeutende einzuhaltende Mindestlasten. Bezüglich der Teillastwirkungsgrade ist hier festzuhalten, dass diese bei Brennstoffzellen (SOFC und PEMFC) mit sinkender Leistung steigen und bei Verbrennungstechnologien (GT, GuD und Gasmotor) mit sinkender Leistung abnehmen. Werden die Anlagen also oft in Teillast betrieben, sind BZ vorzuziehen. Durch die zunehmende Bedeutung von KWK-Anlagen werden hier zusätzlich die Möglichkeiten zur Wärmeauskopplung untersucht. Hierbei können drei Technologien aufgrund der hohen Abgastemperaturen als geeignet betrachtet werden: SOFC, GT und Gasmotoren. Bei GuD-Kraftwerken ist eine Wärmeauskopplung ebenfalls möglich, dies ist allerdings mit elektrischen Wirkungsgradverlusten verbunden. Grundsätzlich ist zu beachten, dass die Wirtschaftlichkeit der Rückverstromungstechnologien abhängig ist von der Volllaststundenzahl und dem Wirkungsgrad. Niedrige Wirkungsgrade wirken sich insbesondere bei hohen Volllaststundenzahlen negativ auf die Wirtschaftlichkeit aus.

Neben den höheren Teillastwirkungsgraden besitzt die Brennstoffzelle weitere allgemeine Vorteile gegenüber den verbrennungsbasierten Rückverstromungstechnologien. Hierzu zählen insbesondere die Vermeidung von Stickoxiden sowie die geringere Anzahl notwendiger Revisionsintervalle [Stol14].

Die Vorteile von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken sind deren gute Eignung für große Leistungsbereiche durch erwartbare Skaleneffekte. Zusätzlich könnte der derzeit existente konventionelle Kraftwerkspark leichter und kostengünstiger zu Wasserstoffgaskraftwerken umgebaut werden oder eine Mitverbrennung von Wasserstoff in existenten Erdgaskraftwerken leichter umgesetzt werden. Dies gilt es jedoch an anderer Stelle weitergehend zu untersuchen.

5.6.2.2.3 STANDORTWAHL DER TECHNOLOGIEN

Standortwahl Elektrolyseure

Zur größtmöglichen Entlastung des Stromnetzes in Zeiten hoher Überschussstrommengen sollten die Elektrolyseure zur Wasserstoffherstellung direkt in den Landkreisen/Städten mit den höchsten Überschüssen platziert werden. Dieser Ansatz findet sich auch in der wissenschaftlichen Literatur. Nach [MoLK14] liegen die optimalen (kostenminimalen) Standorte für Elektrolyseure ebenfalls in unmittelbarer Nähe des anfallenden Überschussstroms. Auch nach den aktuellen Regelungen des EEG (EEG 2017), nachdem Speicherstrom (bei der Ausspeicherung) nur vergütet wird, falls dieser vor der Einspeicherung nicht ins öffentliche Stromnetz eingespeist wurde, spricht für eine Standortwahl der Elektrolyseure an Orten mit den höchsten Überschussstrommengen [BrFM15].

Demzufolge werden die Elektrolyseure in den Landkreisen/Städten mit den höchsten Überschussstrommengen platziert. Im Rahmen der Pfadbetrachtung wurden diejenigen

Landkreise/Städte in Norddeutschland ausgewählt, welche Überschussstrommengen von mehr als einer Terrawattstunde (1 TWh) aufweisen (siehe Tabelle 5-41).

Tabelle 5-41 Übersicht über die Landkreise/Städte in Norddeutschland mit den höchsten Überschussstrommengen (jährliche negative Residualenergiemengen: > 1 TWh/a) in der Wasserstoff-Rückverstromungs-Pfadanalyse

Niedersachsen		Schleswig-Holstein		Mecklenburg-Vorpommern	
Landkreis/Stadt	Aggregierte jährliche negative Residuallast [TWh]	Landkreis/Stadt	Aggregierte jährliche negative Residuallast [TWh]	Landkreis/Stadt	Aggregierte jährliche negative Residuallast [TWh]
Wesermarsch	35,64	Steinburg	23,11	Vorpommern-Greifswald	16,20
Wilhelmshaven	22,17	Segeberg	15,52	Vorpommern-Rügen	12,07
Cloppenburg	21,51	Nordfriesland	7,16	Landkreis Rostock	9,88
Aurich	19,79	Dithmarschen	4,80	Mecklenburgische Seenplatte	4,43
Emden	18,74	Rendsburg-Eckernförde	3,89	Ludwigslust-Parchim	3,85
Emsland	16,75	Schleswig-Flensburg	3,36	Nordwest-Mecklenburg	3,42
Leer	12,29	Ostholstein	2,20		
Cuxhaven	4,01	Flensburg	1,46		
Rotenburg (Wümme)	2,87				
Diepholz	1,98				
Wittmund	1,91				
Heidekreis	1,60				
Friesland	1,45				
Gifhorn	1,10				
Oldenburg (Kreis)	1,09				
Ammerland	1,06				

Für die Pfadbetrachtung ohne HGÜ-Kabel werden dabei alle genannten Landkreise/Städte in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern in der Modellierung als potenzielle Elektrolyseur-Standorte berücksichtigt, während für die Pfadbetrachtung mit HGÜ-Kabel, aufgrund der geringeren benötigten Überschussstrommengen und zur Minimierung der Wasserstoffinfrastruktur, lediglich Landkreise/Städte in Niedersachsen und Schleswig-Holstein berücksichtigt werden. Die berücksichtigten Landkreise/Städte sind für die Pfadbetrachtungen mit und ohne HGÜ-Kabel in Abbildung 5-103 dargestellt.

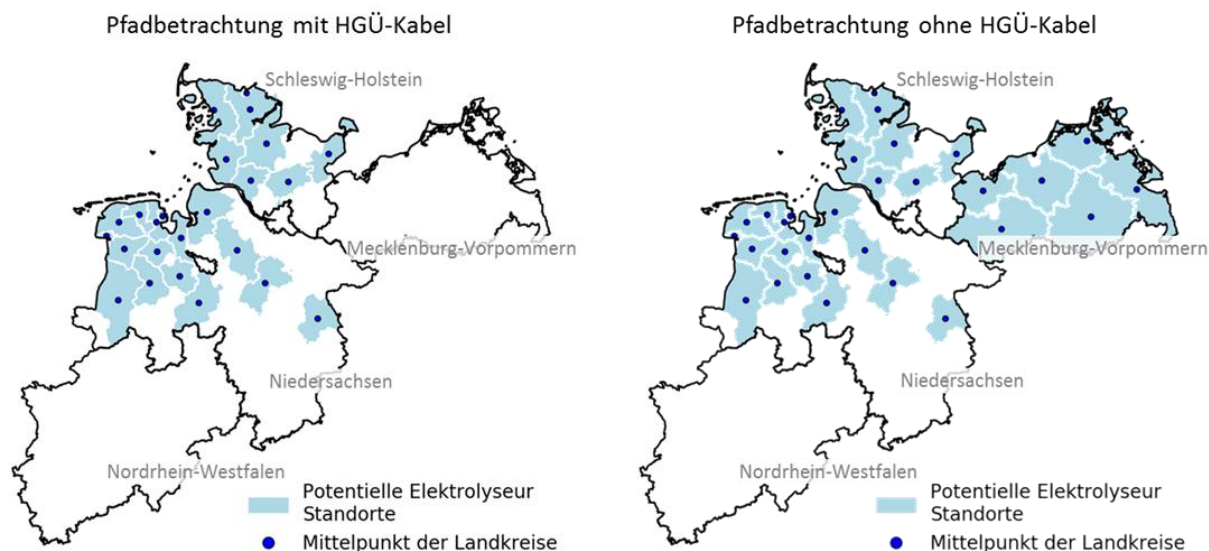


Abbildung 5-103 Potenzielle Elektrolyseur Standorte in der Wasserstoff-Rückverstromungs-Pfadanalyse

Standortwahl der Rückverstromungskraftwerke

Für die optimale Standortwahl der Rückverstromungskraftwerke sind nicht nur die Orte mit den höchsten positiven Residuallasten entscheidend, sondern durch die Möglichkeit zum Einsatz von KWK-Anlagen in der Rückverstromung, auch Standorte mit hohen Wärmebedarfsmengen. Weiterhin interessant für eine Platzierung neuer Rückverstromungskraftwerke in NRW sind die Standorte der bis zum Jahr 2050 stillgelegten Braun- und Steinkohlekraftwerke zur möglichen Weiternutzung der Infrastruktur, wie etwa der vorhandenen Komponenten zur Stromnetzanbindung oder existierender Fernwärmeleitungen. Für die Standortwahl der Rückverstromung sollen daher folgende Kriterien zur Untersuchung in Betracht gezogen werden:

- Standorte (Landkreise und kreisfreie Städte) mit den höchsten positiven Residuallasten
- Standorte mit hohen Wärmebedarfsmengen
- Standorte stillgelegter Braun- und Steinkohlekraftwerke

Im Folgenden sollen die möglichen Standorte gemäß den drei genannten Kriterien analysiert und abschließend bewertet werden.

1) Standorte mit den höchsten positiven Residuallasten

Das Hauptkriterium zur optimalen Standortwahl für die Rückverstromungskraftwerke sind die Orte mit den höchsten positiven Residuallasten. Die Landkreise/Städte in Nordrhein-Westfalen die jährliche Residualenergiemengen von mehr als zwei Terrawattstunden (2 TWh) aufweisen, sind in Tabelle 5-42 ausgewiesen. Die Gesamtmenge der positiven Residualenergiemengen der 13 Landkreise/Städte summiert sich auf 51 TWh/a. Dies entspricht 61% der gesamtjährlichen positiven

Residualenergiemenge in NRW, wobei insbesondere die kreisfreien Städte Düsseldorf (9,94 TWh/a) und Köln (8,06 TWh/a) die mit Abstand höchsten positiven Residualenergiemengen aufweisen.

Tabelle 5-42 Übersicht über die Landkreise und Städte in Nordrhein-Westfalen mit den höchsten jährlichen positiven Residualenergiemengen (> 2 TWh/a) in der Wasserstoff-Rückverstromungs-Pfadanalyse

Landkreis/ Stadt	Jährliche positive Residualenergie [TWh/a]	Landkreis/ Stadt	Jährliche positive Residualenergie [TWh/a]	Landkreis/ Stadt	Jährliche positive Residualenergie [TWh/a]
Düsseldorf	9,94	Köln	8,06	Essen	4,92
Duisburg	3,82	Mettmann	3,40	Städteregion Aachen	3,13
Bonn	3,06	Rhein-Kreis Neuss	2,86	Dortmund	2,76
Heinsberg	2,55	Rhein-Sieg-Kreis	2,53	Rhein-Erft-Kreis	2,26
Recklinghausen	2,04				

2) Standorte mit hohen Wärmebedarfsmengen

Das „Energietand“ Nordrhein-Westfalen eignet sich aufgrund seiner hohen Bevölkerungsdichte sowie der industriellen Ballungszentren optimal für eine Nutzung von Fernwärme durch KWK-Anlagen. Die Landesregierung hat sich hier das Ziel gesetzt, den KWK-Anteil der Gesamtstrommenge bis zum Jahr 2020 auf mindestens 25% zu erhöhen [Mini15]. Hierzu sollen nicht nur neue KWK-Anlagen gebaut und derzeit existierende Heizwerke ersetzt, sondern weitergehend auch die bestehende Wärmeinfrastruktur verdichtet und optimiert werden.

Die KWK-Potenzialstudie des Landes NRW [EKSL11] berechnete für das Jahr 2030 für sieben Modellstädte die Deckung des Wärmebedarfs durch KWK-Anlagen. Die Analyse der unterschiedlichen Städte zum wirtschaftlichen Potenzial der KWK-Anlagen ergab eine starke Korrelation des wirtschaftlichen KWK-Potenzials mit zunehmender Stadtgröße. In den von der Studie untersuchten Modellstädten weisen daher insbesondere Düsseldorf sowie Essen ein hohes wirtschaftliches Potenzial auf.

Ein weiteres wichtiges Kriterium bei der Standortwahl ist damit die Entwicklung der Einwohnerdichte in den einzelnen Landkreisen und Städten NRWs. Die Standorte mit den aktuell höchsten Einwohnerdichten [ltnr17] decken sich weitestgehend mit den Standorten der höchsten positiven Residuallasten.

Aktuell (2013) hat NRW einen Fernwärmeverbrauch von 29,4 TWh_{th}, wovon 56% auf die Industrie, 26% auf Haushalte sowie 18% auf den Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor entfällt [Ener17c]. Maßgeblich für den Wärmeabsatz ist also weiterhin die Entwicklung der Industrie in NRW. Hierauf wird im Rahmen der Pfadanalyse allerdings nicht weiter eingegangen. Für ganz NRW berechnet die KWK-Potenzialstudie [EKSL11] ein KWK-Fernwärme-Potenzial von 79 TWh_{th}/a, wovon jedoch nur knapp die Hälfte unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten realisierbar ist. Der größte Anteil hiervon befindet sich in dicht besiedelten Städten.

Eine weitere Studie beschäftigte sich explizit mit der Perspektive der Fernwärme im Ruhrgebiet bis zum Jahr 2050 [BBDM13]. Hierbei wurde ein Fokus auf die zusätzlichen erschließbaren wirtschaftlichen Wärmepotenziale zum Ausgleich der dämmungsbedingten Wärmeeinsparungen gelegt. Die größten Ausbaupotenziale wurden in den fünf Städten Essen, Dortmund, Bochum, Moers und Oberhausen gefunden.

Insgesamt sind also insbesondere die Städte und Landkreise im Ruhrgebiet, sowie die dicht besiedelten Städte Düsseldorf, Köln und Bonn für eine Wasserstoff-Rückverstromung per KWK-Anlage geeignet. Eine Übersicht über diese Städte bzw. Landkreise mit KWK-Potenzial ist in Tabelle 5-43 gegeben.

Tabelle 5-43 Übersicht über Städte/Landkreise für die ein KWK-Potenzial in der Wasserstoff-Rückverstromungs-Pfadanalyse identifiziert wurde

Quelle	Landkreise/Städte
KWK-Potenzialstudie	Düsseldorf, Essen
Standorte mit den höchsten Einwohnerdichten (Stand 2015)	Herne, Düsseldorf, Essen, Oberhausen, Köln, Bochum, Gelsenkirchen, Bonn, Mettmann, Duisburg
Fernwärmeperspektive im Ruhrgebiet	Essen, Dortmund, Bochum, Moers, Oberhausen

3) Standorte stillgelegter Braun- und Steinkohlekraftwerke

Wie bereits eingangs geschildert, stehen dem Bundesland NRW durch die gesetzten Klimaziele in den kommenden Jahrzehnten große strukturelle Änderungen im Energiesektor bevor. Laut der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [Bnet17b] (Stand: Januar 2017) sind in NRW derzeit Steinkohlekraftwerke mit einer Nettoleistung von 10,6 GW und Braunkohlekraftwerke mit einer Nettoleistung von 10,1 GW im Betrieb. Bis zum Jahr 2050 wird eine Substitution dieser Kraftwerkskapazitäten angestrebt. Aggregiert man die Stein- und Braunkohlekraftwerke mit elektrischen Leistungen auf Ebene der Landkreise/Städte, ergibt sich die in Tabelle 5-44 dargestellte Verteilung.

Tabelle 5-44 Übersicht über alle derzeit installierten Stein- und Braunkohlekraftwerke auf Landkreisebene (nur Kraftwerke mit > 200 MW_{el} wurden berücksichtigt)

Landkreis/Stadt	Installierte Leistung [GW _{el}]	Landkreis/Stadt	Installierte Leistung [GW _{el}]	Landkreis/Stadt	Installierte Leistung [GW _{el}]
Rhein-Kreis Neuss	4,77	Rhein-Erft-Kreis	3,28	Unna	2,56
Wesel	2,11	Aachen	1,91	Duisburg	1,22
Minden-Lübbecke	0,88	Steinfurt	0,79	Hamm	0,76
Gelsenkirchen	0,76	Herne	0,73	Märkischer Kreis	0,31
Recklinghausen	0,18	Krefeld	0,14	Leverkusen	0,10
Wuppertal	0,09	Köln	0,08	Euskirchen	0,03
Düren	0,03	Hochsauerland	0,02		

Die Standorte von im Jahr 2050 voraussichtlich stillgelegten Braun- oder Steinkohlekraftwerken decken sich weitestgehend mit den zukünftigen Landkreisen bzw. Städten mit zukünftig hohen positiven Residuallasten. Durch Auswahl der ehemaligen Kraftwerksstandorte als Standorte für die Wasserstoff-Rückverstromungskraftwerke kann es durch infrastruktureitige Synergieeffekte (Nutzung vorhandener Infrastruktur wie Netzanschluss, erschlossener Kraftwerksstandort etc.) zu einer Reduktion der benötigten Investitionen kommen. Hierzu sind allerdings Einzelfallbetrachtungen erforderlich, welche über den Rahmen der vorgestellten Pfadanalyse hinausgehen.

Ein Unterschied bei der Standortwahl zwischen Kohle- und Gaskraftwerken ist allerdings, dass Gaskraftwerke -im Gegensatz zu Kohlekraftwerken- näher an Lastzentren gebaut werden, da diese etwa nicht an eine Flussinfrastruktur zum Rohstofftransport oder zu Kühlzwecken (gilt nicht für GuD-Kraftwerke) gebunden sind und zudem deutlich geringere Emissionen verursachen [Fron08]. Ein Trend bei neueren Gaskraftwerken ist deren unmittelbare Nähe zu Transmissionspipelines, da dadurch Infrastrukturkosten vermieden werden können [Fron08]. Auch hier muss also im Einzelfall betrachtet werden, ob eine Weiternutzung der bereits vorhandenen Kraftwerksperipherie sinnvoll ist.

Abschließende Bewertung zur Standortwahl der Rückverstromungskraftwerke

Neben den Standorten mit den höchsten positiven Residualenergien können noch weitere Kriterien zur optimalen Standortwahl der Rückverstromungskraftwerke herangezogen werden. Es zeigt sich jedoch, dass zusätzlich Kriterien, wie hohe Wärmebedarfsmengen sowie Standorte stillgelegter Braun- und Steinkohlekraftwerke stark mit den Orten hoher positiver Residuallasten korrelieren. Die kreisfreien Städte Dortmund und Duisburg erfüllen alle hier angelegten Kriterien und können dementsprechend für eine Platzierung von Rückverstromungskraftwerken als sehr geeignet gelten.

Da die Auslegung des hier betrachteten Pfades in erster Linie zur Deckung der positiven Residuallasten erfolgt, kommen vorrangig diejenigen Landkreise/Städte mit den höchsten Defizitmengen (jährlichen positiven Residualenergiemengen) als Standorte in Frage. Ist an diesen Standorten zusätzlich eine hohe Wärmenachfrage sowie ein wirtschaftliches Potenzial zur Fernwärmenutzung zu verzeichnen, wie etwa in Essen, Dortmund oder Bochum, sind hier KWK-Anlagen als Rückverstromungstechnologie eine interessante Option. Eine erhöhte Wirtschaftlichkeit für Rückverstromungskraftwerke kann sich durch zusätzliche Wärmerlöse (bei KWK-Anlagen) sowie der Nutzung vorhandener Infrastruktur an Standorten stillgelegter Braunkohlekraftwerke ergeben und muss im Einzelfall untersucht werden.

Aufbauend auf diesen Überlegungen werden für die Pfadanalyse die Landkreise/Städte Nordrhein-Westfalens zu 13 Versorgungsgebieten von Wasserstoffrückverstromungskraftwerken zusammengefasst. Eine Übersicht hierzu gibt Tabelle 5-45.

Tabelle 5-45 Übersicht über die aggregierten Versorgungsgebiete der Wasserstoffrückverstromungskraftwerke

Gebiet	Landkreise/Städte	Kraftwerks-standorte für Rück-verstromung	Jährliche positive Residual-energie [TWh/a]	Identifizierte KWK-Potenziale	Installierte Nettoleistung aktueller Braun- und Steinkohlekraftwerke [GW _{el}]
Gebiet 1	Wesel, Kleve, Bottrop	Wesel	2,2		2,11
Gebiet 2	Minden-Lübbecke, Herford, Bielefeld, Gütersloh, Lippe, Paderborn, Höxter	Minden-Lübbecke	3,1		0,88
Gebiet 3	Bochum, Dortmund, Ennepe-Ruhr-Kreis, Herne	Herne	5,6	✓	0,73
Gebiet 4	Soest, Hochsauerlandkreis, Olpe, Siegen-Wittgenstein, Märkischer Kreis, Hamm, Unna, Hagen	Unna	5,8		3,65
Gebiet 5	Steinfurt, Münster, Warendorf, Coesfeld, Borken, Recklinghausen, Gelsenkirchen	Steinfurt	5,8	✓	1,73
Gebiet 6	Oberhausen, Duisburg, Mülheim an der Ruhr	Duisburg	6,1	✓	1,22
Gebiet 7	Heinsberg, Städteregion Aachen, Düren, Euskirchen	Städteregion Aachen	6,7		1,98
Gebiet 8	Viersen, Krefeld, Mönchengladbach, Rhein-Kreis Neuss	Rhein-Kreis Neuss	7,0		4,91
Gebiet 9	Oberbergischer Kreis, Rheinisch-Bergischer Kreis, Leverkusen, Solingen, Remscheid, Wuppertal	Leverkusen	7,3		0,19
Gebiet 10	Rhein-Erft-Kreis, Bonn, Rhein-Sieg-Kreis	Rhein-Erft-Kreis	7,9		3,28
Gebiet 11	Köln	Köln	8,1	✓	0,08
Gebiet 12	Mettmann, Essen	Essen	8,3	✓	
Gebiet 13	Düsseldorf	Düsseldorf	9,9		

Die Gebiete selbst werden so aggregiert, dass vergleichbare jährliche positive Residualenergiemengen in diesen auftreten und die Versorgungsgebiete nicht zu groß gewählt werden. In den Versorgungsgebieten wird derjenige Landkreis/Stadt als Standort des Wasserstoffrückverstromungskraftwerks gewählt, welcher die bereits größte installierte Kapazität an bestehenden Braun- oder Steinkohlekraftwerken besitzt. Sind keine bestehenden Braun- oder Steinkohlekraftwerke in dem Gebiet vorhanden, wird der Landkreis/Stadt mit der größten jährlichen positiven Residualenergiemenge ausgewählt. Die aggregierten Versorgungsgebiete und die Landkreise/Städte, in denen die Rückverstromungskraftwerke platziert wurden, sind in Abbildung 5-104 dargestellt.

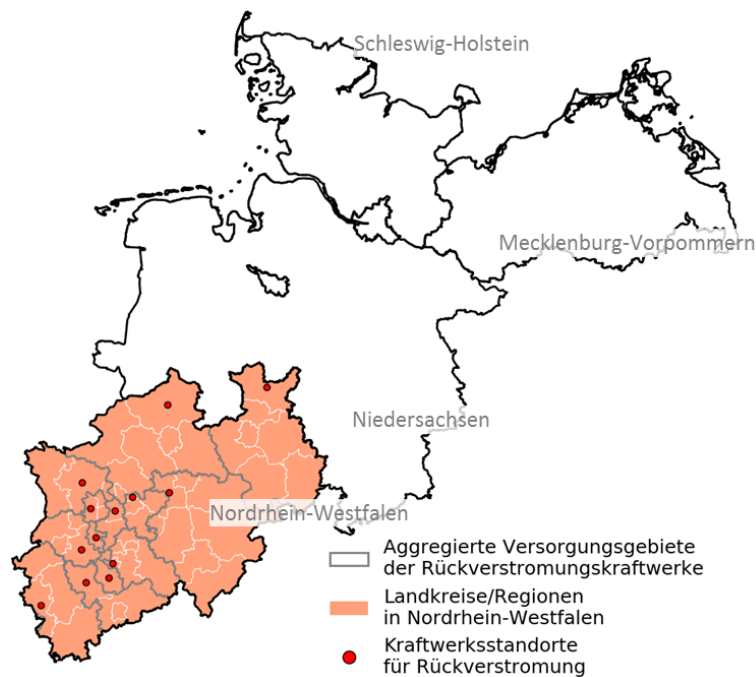


Abbildung 5-104 Rückverstromungskraftwerk-Standorte und deren Versorgungsgebiete in der Pfadbetrachtung

Standortwahl von Salzkavernenspeicher und Trassenauswahl von Wasserstoffpipelines

Als potenzielle Standorte für die großtechnische Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen im Jahr 2050 werden bereits bestehende Kavernenfelder in Deutschland betrachtet. Dabei wird von einer weitergehenden Belegung derzeit genutzter Kavernen durch konventionelles Erdgas sowie durch weitere Nutzungskonkurrenten wie etwa der Speicherung von Druckluft ausgegangen. Die Standortwahl konzentriert sich daher auf existierende Kavernenfelder die noch zusätzliches Potenzial für die Errichtung neuer Kavernen haben. Die gewählten Standorte sollten, zur wirtschaftlichen Soleentsorgung, zusätzlich in Meeresnähe [Lbeg16] (kurze Soletransportwege) sowie, zur Minimierung der Wasserstofftransportinfrastruktur, in der Nähe der gewählten Elektrolyseurstandorte liegen.

Der Speicherstandort Etzel, an welchem derzeit sowohl Erdgas als auch flüssige Kohlenwasserstoffe gelagert werden [NBHL15], liegt in der Nähe der Nordsee sowie in unmittelbarer Nähe der Landkreise/Städte mit den höchsten Überschussstrommengen im betrachteten Szenario. Weiterhin weist er ein Potenzial für 144 zusätzliche Salzkavernen auf [NBHL15]. Somit wird der Speicherstandort Etzel als präferierter Speicherstandort in dieser Pfadanalyse betrachtet und ist in Abbildung 5-105 dargestellt.

Als verbindendes Element zwischen Elektrolyseurstandorten und Salzkavernenstandort, sowie zwischen dem Salzkavernenstandort und den Rückverstromungskraftwerken werden Wasserstoffpipelines benötigt.

Als Standorte für neue Trassen für Wasserstoffpipelines wird eine unmittelbare räumliche Nähe zu bestehenden Transportinfrastrukturen vorausgesetzt. Geeignete Trassen der Wasserstoffpipelines werden basierend auf dem Hochdruck-Erdgasnetz, Autobahnen und dem Schienennetz identifiziert. Das Netz dieser bestehenden Transportinfrastrukturen wird für die Pfadanalyse zu einem mathematischen Graphen abstrahiert. Die Verbindung zwischen den Elektrolyseur-, Salzkavernen- und Rückverstromungskraftwerkstandorten werden auf diesem Graphen über einen „kürzester-Pfad-Algorithmus“ mit dem Python Paket NetworkX bestimmt. Die resultierenden Pipeline-Trassen Kandidaten, welche als Input für die Optimierung dienen, sind in Abbildung 5-105 visualisiert.

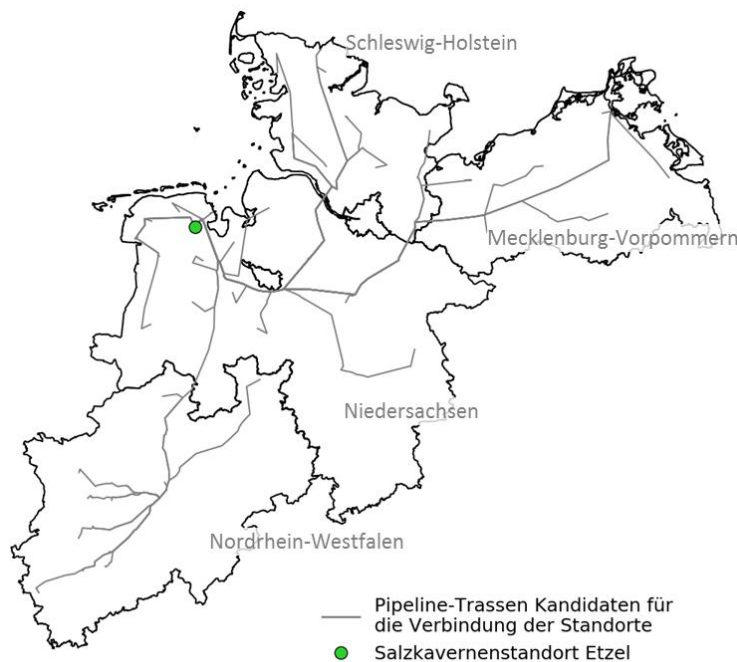


Abbildung 5-105 Gewählter Salzkavernenstandort und zulässige Pipeline Trassen in der Wasserstoff-Rückverstromungs-Pfadbetrachtung

Standortwahl und Stromeinzugsgebiet des HGÜ-Erdkabels

Für die Option hohe Überschussstrommengen die im Norden von Niedersachsen anfallen in das Lastzentrum Nordrhein-Westfalen weiter zu transportierten, wird in der Pfaduntersuchung mit HGÜ-Kabel eine HGÜ-Kabelroute zwischen dem Norden von Niedersachsen, und dem Flächenschwerpunkt von Nordrhein-Westfalen angenommen. Als Startpunkt der HGÜ-Kabelroute wird der Salzkavernenstandort Etzel im Landkreis Wittmund festgelegt. Für die Route ergibt sich dabei, unter der Annahme eines Umweg-Faktors von 1,15, eine Länge von 256 km. Für die Landkreise/Städte, die Überschussstrom für die HGÜ Leitung zur Verfügung stellen können, wird festgelegt, dass diese in unmittelbarer Nähe zum HGÜ Startpunkt liegen müssen. Somit wurden die Landkreise/kreisfreien Städte Ammerland, Aurich, Emden, Friesland, Leer, Wesermarsch, Wilhelmshaven und Wittmund als Stromeinzugsgebiet des HGÜ-Erdkabels festgelegt. Um die Belastung des existierenden Netzes gering

zu halten, wurde die maximale Übertragungskapazität zwischen diesen Landkreisen/Städten und dem Startpunkt der HGÜ-Kabelroute auf 1 GW begrenzt sowie ein unidirektionaler Stromfluss in der Modellierung angenommen. Die Regionen sind, zusammen mit dem angedeuteten Verlauf (Luftlinie) des HGÜ Kabels, in Abbildung 5-106 visualisiert.

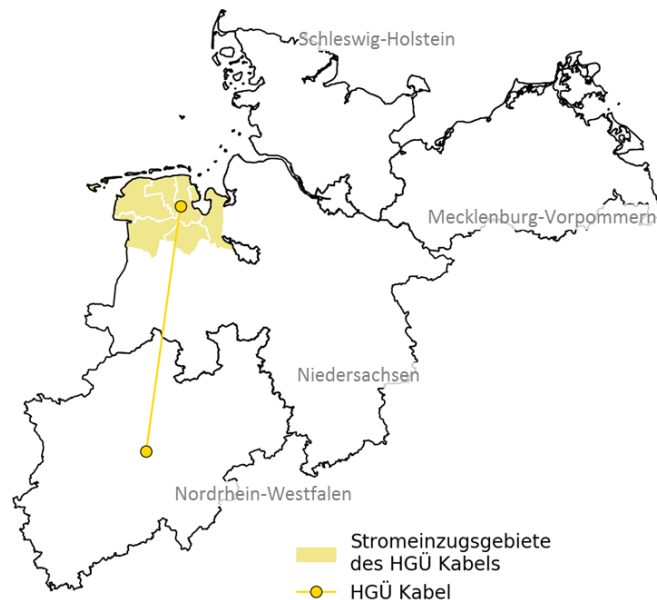


Abbildung 5-106 Stromeinzugsgebiet und Route des HGÜ Kabels in der Wasserstoff-Rückverstromungspfadbetachtung

5.6.3 ERGEBNISSE

Als Ergebnisse der Optimierung werden die technologiespezifischen Parameter (installierte Kapazitäten, Volllaststunden, Pipelinelängen etc.) der einzelnen Elemente der analysierten Pfade zur großtechnischen H₂-Speicherung mit zentraler Rückverstromung (siehe Abbildung 5-95) bestimmt. Hierbei wird grundsätzlich zwischen dem Fall „mit HGÜ-Kabel“ und „ohne HGÜ-Kabel“ unterschieden. Für beide Fälle werden jeweils fünf unterschiedliche Rückverstromungstechnologien betrachtet (siehe Abbildung 5-97). Für alle Technologiepfade wird die Anzahl an Elektrolyseur-Standorten und damit die Anzahl an benötigten Landkreisen/Städten in Norddeutschland zur Deckung der positiven Residuallast NRW bestimmt. Hierbei ist zu beachten, dass sowohl die benötigte Überschussstrommenge als auch die Anzahl und die Lage der Landkreise/Städte, aus welchen die benötigte Überschussstrommenge bereitgestellt wird, variieren.

In Abschnitt 5.6.3.1 werden die Kostenpotenziale der verschiedenen Technologiepfade zur Rückverstromung vergleichend bewertet. Darüber hinaus wird das Potenzial zur Reduktion der CO₂-Emissionen bestimmt.

5.6.3.1 POTENZIALE

Im Rahmen dieses Abschnitts werden zunächst die Kostenpotenziale aller Pfade vergleichend betrachtet. Der Pfad „Ohne HGÜ, GT“ entfällt, da nicht genug Überschussstrom in den vorausgewählten Landkreisen/Städten (siehe Abbildung 5-103) vorhanden ist, um die positive Residuallast NRW mit den niedrigen elektrischen Wirkungsgraden der Gasturbine (GT) zu decken. In Tabelle 5-46 sind zunächst die technologiespezifischen Parameter als Ergebnisse der Optimierung für die betrachteten Wasserstoffrückverstromungspfade dargestellt.

Tabelle 5-46 Übersicht der technologiespezifischen Parameter als Ergebnisse der Optimierung für die betrachteten Wasserstoffrückverstromungspfade

Technologie	Kennzahl	GuD	SOFC	Motor	PEMFC	GT	GuD	SOFC	Motor	PEMFC
		Mit HGÜ-Kabel					Ohne HGÜ-Kabel			
Elektrolyseure	Installierte Kapazität [GW]	25.86	21.20	34.65	32.14	50.04	41.35	33.44	58.22	53.01
	Durchschnittliche Volllaststunden [h/a]	4705	4911	4222	4341	3449	4620	4972	3787	4048
	Eingekaufte Strommenge [TWh/a]	123.15	105.59	152.31	144.85	184.66	199.02	170.59	246.22	234.15
	Produzierter Wasserstoff [Mio. t/a]	2.59	2.22	3.20	3.04	3.88	4.18	3.58	5.17	4.92
Salzkavernen	Installierte Kapazität [TWh]	12.48	10.39	16.01	15.04	20.29	13.26	10.78	17.51	16.33
	Umschläge im Jahr [1/a]	4.55	4.59	4.46	4.49	4.34	4.41	4.47	4.32	4.35
	Zwischengespeicherter Wasserstoff Anteil [%]	65.82	64.61	66.95	66.55	68.06	42.01	40.37	43.93	43.32
Pipeline	Kapazität der Verbindung Etzel - NRW [GW]	35.01	30.01	43.31	43.31	52.51	35.55	30.47	43.97	41.82
	Länge aller installierten Pipelines [km]	2922	2922	3683	3683	5210	4825	4358	6940	6614
	Transportierte Wasserstoffmenge [TWh/a]	86.20	73.91	106.62	101.40	129.26	139.32	119.41	172.35	163.90
HGÜ Kabel	Kapazität der Verbindung Etzel - NRW [GW]	6.64	6.60	6.68	6.68	6.71	0	0	0	0
	Länge der Verbindung [km]	256	256	256	256	256	0	0	0	0
	Bereitgestellte Strommenge per HGÜ Kabel [TWh/a]	31.87	31.85	31.88	31.88	31.89	0	0	0	0
Rück-verstromungs-kraftwerke	Installierte Kapazität [GW]	21.60	21.60	21.60	21.60	21.60	21.80	21.80	21.80	21.80
	Durchschnittliche Volllaststunden [h/a]	2428	2433	2428	2429	2428	4057	4057	4057	4057
	Bereitgestellte Strommenge durch Rückverstromung [TWh/a]	51.72	51.74	51.71	51.71	51.70	83.59	83.59	83.59	83.59

Die benötigte installierte Kapazität der Rückverstromungskraftwerke ist in den betrachteten Pfaden ohne HGÜ-Kabel gleich (21,8 GW) und richtet sich nach den zu deckenden Spitzenlasten in den 13 Versorgungsgebieten im Szenario-Jahr 2050. Für die Pfade mit HGÜ-Kabel ist die benötigte installierte Kapazität, durch eine zeitgleiche Stromübertragung mittels HGÜ-Kabel in Zeiten von Spitzenlasten,

geringfügig niedriger. Hier ergibt sich für alle Pfade mit HGÜ eine zu deckende Spitzenlast von 21,6 GW. Die Volllaststundenzahl der Rückverstromungskraftwerke unterscheidet sich im Wesentlichen zwischen den Fällen „ohne HGÜ“ und „mit HGÜ“. Im Fall „ohne HGÜ“ erfolgt die Deckung der positiven Residuallast NRWs vollständig durch die Rückverstromungskraftwerke. Im Fall „mit HGÜ“ wird ein Teil der positiven Residuallast NRWs direkt durch die HGÜ gedeckt. In diesem Fall ergeben sich deutlich geringere Volllaststundenzahlen der Rückverstromungskraftwerke. Geringfügige Unterschiede in den Volllaststundenzahlen für den Fall „mit HGÜ“ ergeben sich durch die Abwägung ob zusätzlicher Strombereitstellung durch Wasserstoff-Rückverstromung oder die Investition in zusätzlich benötigte HGÜ-Kabelkapazität (mehr Strombereitstellung mittels HGÜ-Kabel) zu einem Kostenoptimum führen³².

Die Strommenge, welche durch die HGÜ bereitgestellt wird, beträgt in allen Fällen („mit HGÜ“) circa 31,9 TWh. Der Anteil der HGÜ an der Deckung der positiven Residuallast beträgt somit 38,2%. Grundsätzlich bleibt festzuhalten, dass die HGÜ in allen Fällen in denen diese zugelassen ist („mit HGÜ“), im Rahmen der Optimierung auch ausgewählt wird. Die maximale Stromtransportkapazität und die transportierte Strommenge richten sich hierbei direkt nach dem Überschussstromangebot in den für die HGÜ ausgewählten Landkreisen/Städten (siehe Abbildung 5-106) und dem Verlauf der positiven Residuallast NRWs. Die Nutzung der HGÜ ist somit weitgehend unabhängig von den unterschiedlichen Wasserstoff-Rückverstromungstechnologien.

Die technologiespezifischen Parameter für Elektrolyseure, Salzkavernen und Pipelines sind abhängig vom Wirkungsgrad der Rückverstromungstechnologie. Der Wirkungsgrad hat im Zusammenhang mit der Stromerzeugung der Rückverstromungskraftwerke einen direkten Einfluss auf die benötigte Wasserstoffmenge und die für die Wasserstoffproduktion benötigte Überschussstrommenge. Eine Übersicht zu den benötigten Überschussstrommengen in den optimierten Pfaden gibt Abbildung 5-107. Die zur Wasserstoffproduktion benötigte Überschussstrommenge ist am geringsten im Fall der SOFC (Rückverstromungstechnologie mit höchstem Wirkungsgrad; siehe Tabelle 5-46) und am höchsten für die Gasturbine (niedrigster Wirkungsgrad; siehe Tabelle 5-46).

Im Fall „mit HGÜ“ sind die technologiespezifischen benötigten Überschussstrommengen grundsätzlich niedriger als im Fall „ohne HGÜ“ aufgrund der niedrigeren benötigten Wasserstoffmenge für die Rückverstromung (siehe Abbildung 5-107).

³² Zu diesen Zeitpunkten sind Elektrolyseure und Pipelines unterausgelastet.

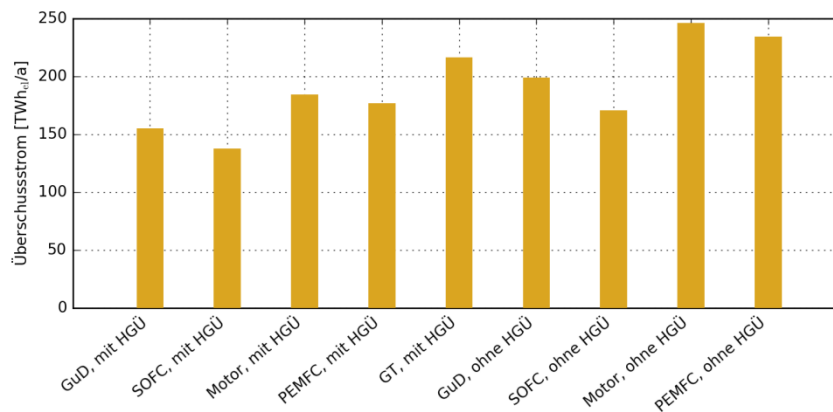


Abbildung 5-107 Benötigte Überschussstrommengen in den optimierten Pfaden

Grundsätzlich gilt, dass je effizienter die Rückverstromungstechnologie ist, desto geringer sind die benötigten installierten Leistungen der Elektrolyseure, die installierte Speicherkapazität in Salzkavernen und die Länge des Wasserstoffpipelinesetzes. Die Länge des Wasserstoffpipelinesetzes richtet sich in erster Linie nach der Anzahl der benötigten Landkreise/Städte zur Bereitstellung der benötigten Überschussstrommengen an den Elektrolyseurstandorten. Die Anzahl der Landkreise/Städte, welche über Pipeline mit dem Kavernenstandort verbunden werden, steigt dabei von 11 Landkreisen/Städten für den Fall „SOFC mit HGÜ“ auf 26 Landkreise/Städte für die Fälle „Motor ohne HGÜ“. Die Regionen, welche zur Strombereitstellung an die installierten Elektrolyseure und das HGÜ-Kabel in diese beiden Extremfälle in der Optimierung ausgewählt werden, zeigt Abbildung 5-108.

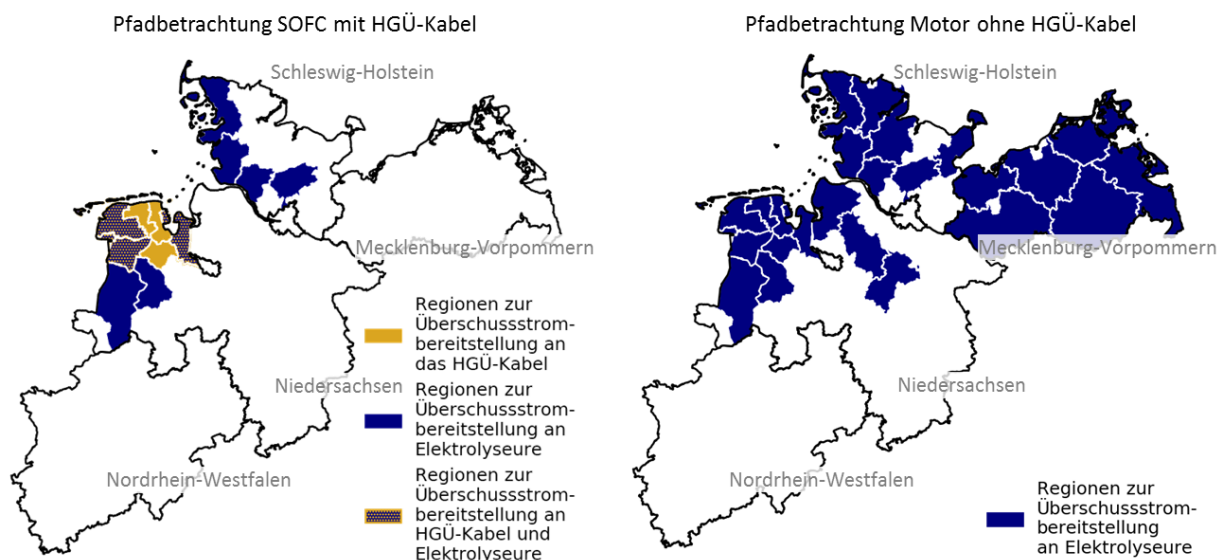


Abbildung 5-108 Ausgewählte Landkreise/Städte und resultierendes Wasserstoff-Pipelinennetz für die Fälle „SOFC mit HGÜ“ (links) und „Motor ohne HGÜ“ (rechts)

In Abbildung 5-109 sind die benötigten Investitionen für alle neun betrachteten Wasserstoffrückverstromungspfade, aufgeschlüsselt nach den jeweiligen Komponenten, dargestellt.

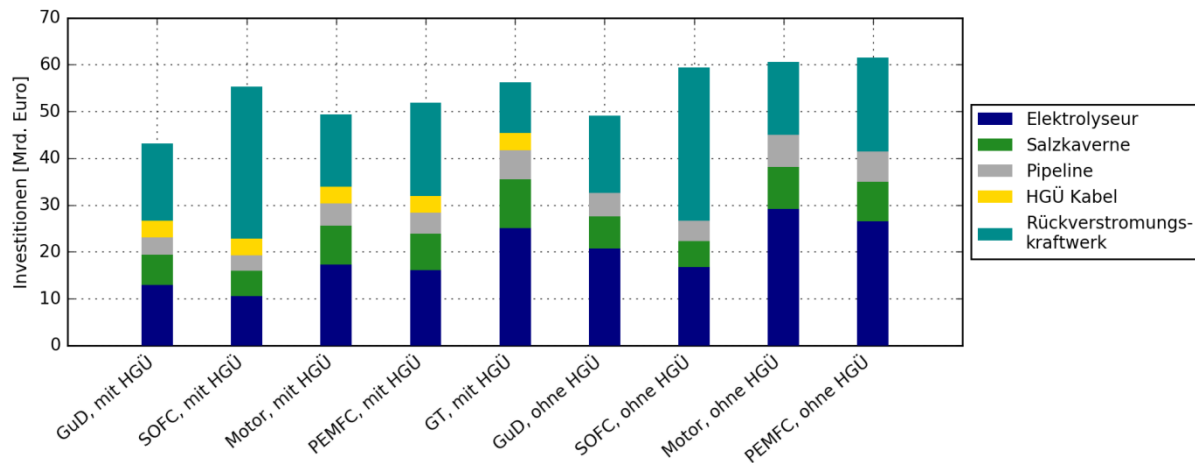


Abbildung 5-109 Komponentenspezifische Investitionen in den optimierten Pfaden

Vergleicht man die benötigten technologiespezifischen Investitionen für alle Fälle mit beziehungsweise ohne HGÜ-Kabel, zeigt sich, dass die Pfade mit Stromübertragung per HGÜ-Kabel niedrigere Investitionen aufweisen als die Pfade ohne HGÜ-Stromübertragung. Der Hauptanteil an den Investitionen entfällt in allen Fällen auf die Elektrolyseure und die Rückverstromungskraftwerke. Während sich die Höhe der Investitionen für Elektrolyseure direkt aus der benötigten Wasserstoffmenge ergibt und somit abhängig vom Wirkungsgrad der jeweiligen Rückverstromungstechnologie ist, sind die Investitionen der Rückverstromungskraftwerke zusätzlich abhängig von den technologiespezifischen Investitionen. Aus diesen Zusammenhängen ergeben sich erhebliche Unterschiede zwischen den Pfaden. Die hohen spezifischen Investitionen für SOFC-Anlagen führen beispielsweise dazu, dass diese den höchsten Anteil an den Gesamtinvestitionen in den beiden SOFC Pfaden aufweisen (58,6%, bzw. 55,1%). Auf der anderen Seite dominieren die Elektrolyseure die Investitionen im Fall der Gasturbine mit HGÜ (44,5%). Der niedrige Wirkungsgrad der Gasturbine führt in diesem Fall zu einem hohen Wasserstoffbedarf und einer damit verbundenen hohen Elektrolyseleistung. Aufgrund der niedrigen spezifischen Investitionen für die Gasturbine beträgt der Anteil der Gasturbine an den Gesamtinvestitionen in diesem Fall lediglich 19,3%.

Die Investitionen der notwendigen HGÜ-Erdkabel sind nahezu konstant (3,58 Mrd. €) und fallen in Relation zu den hohen Investitionen der Komponenten der Wasserstoff-Rückverstromungskette gering aus. Hieraus wird auch ersichtlich, dass eine weitgehende zeitgleiche Nutzung von Stromüberschüssen Vorrang vor einer Wasserstoff-Rückverstromung haben sollte, um die Gesamtinvestitionen möglichst gering zu halten.

Die Investitionen für die Salzkavernen sowie die Wasserstoffpipelines unterscheiden sich zum Teil deutlich in den betrachteten Pfaden (siehe Tabelle 5-46 und Abbildung 5-109). Deren Anteil an den

Gesamt-Investitionen ist in allen betrachteten Pfaden allerdings vergleichsweise gering und variiert zwischen 9,4-18,7% (Salzkavernen) bzw. 6,1-11,3% (Wasserstoffpipelines).

Insgesamt wird ersichtlich, dass für beide Fälle – „mit HGÜ“ und „ohne HGÜ“ – die Rückverstromung per GuD derjenige Pfad mit den niedrigsten Gesamt-Investitionen ist. Das GuD stellt somit als Rückverstromungstechnologie einen guten Kompromiss zwischen einem möglichst hohen Wirkungsgrad und niedrigen spezifischen Investitionen für das Rückverstromungskraftwerk dar.

Im Folgenden sollen die Stromgestehungskosten (SGK) für alle Pfade analysiert werden. Abbildung 5-110 gibt einen Überblick zu den Stromgestehungskosten der optimierten Pfade.

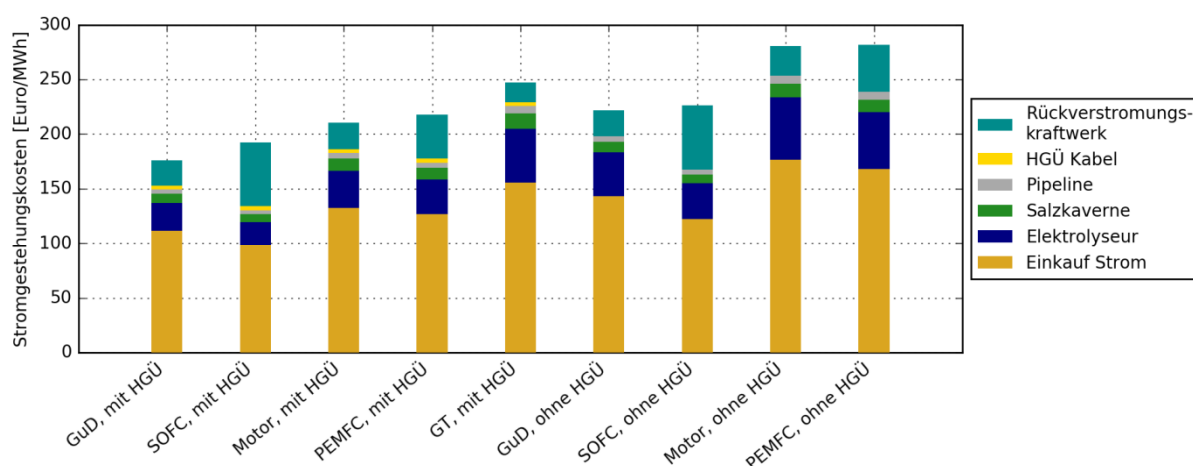


Abbildung 5-110 Komponentenspezifische Stromgestehungskosten in den optimierten Pfaden

Auch beim Vergleich der Stromgestehungskosten für alle Fälle mit beziehungsweise ohne HGÜ-Kabel zeigt sich, dass die Pfade mit Stromübertragung per HGÜ-Kabel niedrigere Stromgestehungskosten aufweisen als die Pfade ohne HGÜ-Stromübertragung. Die niedrigsten Stromgestehungskosten werden jeweils im GuD-Pfad erreicht.

Die Stromgestehungskosten werden bei allen Pfaden durch die Stromeinkaufskosten dominiert. Weitere wichtige Kostenkomponenten sind die Rückverstromungskraftwerke und die Elektrolyseure. Deren Anteil an den Stromgestehungskosten variiert in den betrachteten Pfaden analog zum Anteil der Komponenten an den Gesamt-Investitionen (siehe Abbildung 5-109). Die Anteile von HGÜ Kabel, Pipeline und Salzkaverne an den Stromgestehungskosten sind gering.

Die vergleichende Betrachtung fünf ausgewählter Technologien zur Rückverstromung von Wasserstoff sowie die alternative Option zusätzlicher HGÜ-Erdkabel zur Stromübertragung liefert ein eindeutiges Ergebnis zum kostenoptimalen Pfad: Die Deckung der positiven Residuallast NRW sollte mit zusätzlichen Stromleitungen realisiert werden und die Rückverstromung des Speichergases sollte mittels GuD-Kraftwerken erfolgen.

Für die Varianten „mit HGÜ, GuD“ sowie „ohne HGÜ, GuD“ erfolgt im Nachfolgenden eine detaillierte Beschreibung, da es sich hierbei um die kosteneffizientesten Rückverstromungspfade handelt.

Um die positive Residuallast in NRW mit Überschussstrom aus Norddeutschland zu decken, wird im Rückverstromungspfad „mit HGÜ, GuD“ eine Überschussstrommenge von 155,0 TWh/a aus insgesamt 11 Landkreisen/Städten benötigt. 38,12% der zu deckenden positiven Residuallast in NRW (entspricht 31,87 TWh/a) können zeitgleich durch HGÜ-Erdkabel mit einer Übertragungskapazität von 6,64 GW übertragen werden. Die restliche positive Residuallast (51,72 TWh/a) wird mittels Rückverstromung bereitgestellt. Dafür werden 155,0 TWh elektrische Energie durch eine installierte Elektrolyseleistung von 25,86 GW in Wasserstoff umgewandelt und überwiegend in den 78 notwendigen Salzkavernen mit einer Speicherkapazität von 12,48 TWh eingespeichert und bei Bedarf wieder ausgespeichert und verstromt. 34,18% des erzeugten Wasserstoffs werden allerdings auch direkt, ohne Zwischenspeicherung in einer Salzkaverne, in das Wasserstoff-Pipelinennetz eingespeist und vor Ort in NRW rückverstromt. Dieser vergleichsweise hohe Wert resultiert aus der Annahme, dass ein direkter Stromtransport nur aus den ausgewählten Regionen in unmittelbarer Nähe zum HGÜ Netzknoten zulässig ist. Diese Anteile könnten alternativ durch zusätzlichen Stromnetzausbau reduziert werden. Eine genauere Quantifizierung könnte mittels zusätzlicher Optimierungsrechnungen erfolgen, in denen zusätzliche HGÜ-Kabel-Verbindungen berücksichtigt werden.

Die Stromgestehungskosten belaufen sich auf 175,79 €/MWh. Mehr als die Hälfte (63,30 %) der Stromgestehungskosten gehen auf die Kosten für den Einkauf des Überschussstroms zurück. Der Anteil der GuD-Rückverstromungskraftwerke an den Stromgestehungskosten beträgt 12,97% und der Anteil der Elektrolyseure beträgt 14,44%.

Abbildung 5-111 zeigt die jeweils installierte Leistung der einzelnen Komponenten, die Speicherkapazität der Salzkavernen sowie die Herkunft der genutzten Überschussstrommengen aus den im Rahmen der Optimierung ausgewählten Überschuss-Landkreisen/Städten.

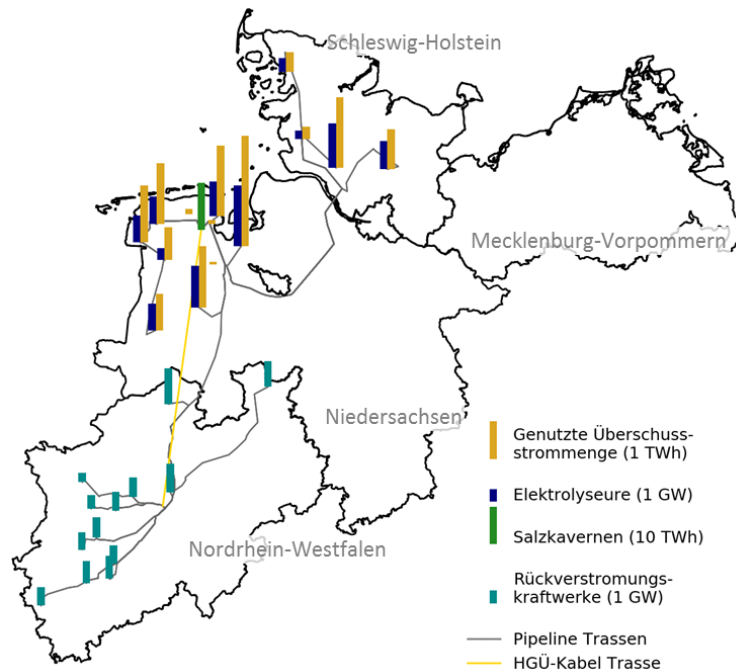


Abbildung 5-111 Installierte Leistung der GuD-Rückverstromungskraftwerke, Speicherkapazität der Salzkavernen, genutzte Überschussstrommengen und Verlauf von Pipeline- und HGÜ-Trassen im kostenoptimalen Rückverstromungspfad („mit HGÜ, GuD“)

Die durchschnittlichen Volllaststunden der GuD-Kraftwerke belaufen sich im betrachteten Rückverstromungspfad auf knapp 2428 h/a. Die Jahresdauerlinie zur Nutzung der GuD-Kraftwerke ist in Abbildung 5-112 dargestellt. Die Jahresdauerlinie ergibt sich durch Aufsummierung der Leistungen der 13 GuD-Kraftwerke für jede Stunde im Jahr.

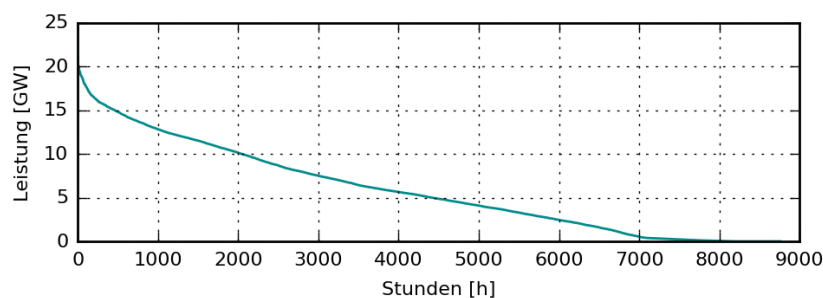


Abbildung 5-112 Jahresdauerlinie der aggregierten stündlichen Leistungen der GuD-Rückverstromungskraftwerke im kostenoptimalen Rückverstromungspfad mit HGÜ-Kabel

Abbildung 5-112 illustriert die niedrigen Auslastungsgrade der GuD-Rückverstromungskraftwerke. Nur knapp 460 h im Jahr werden Leistungen über 15 GW benötigt. In diesem Zeitraum werden insgesamt etwa 7,65 TWh Strom erzeugt. Bei einer Spitzenlastabdeckung durch andere Technologien (z.B. Pumpspeicher, Batteriespeicher) und Demand Side Management (DSM)-Maßnahmen in diesen

Stunden könnten 6,60 GW installierte GuD-Kapazität eingespart werden, was in reduzierten Investitionen für die GuD-Rückverstromungskraftwerke von 5,02 Milliarden Euro resultieren würde.

Abbildung 5-113 zeigt die jeweils installierte Leistung der einzelnen Komponenten, die Speicherkapazität der Salzkavernen sowie die Herkunft der genutzten Überschussstrommengen aus den im Rahmen der Optimierung ausgewählten Überschuss-Landkreisen/Städten für den Fall der ausschließlichen Lastdeckung per Wasserstoffrückverstromung mittels GuD-Kraftwerken (Pfad „ohne HGÜ, GuD“).

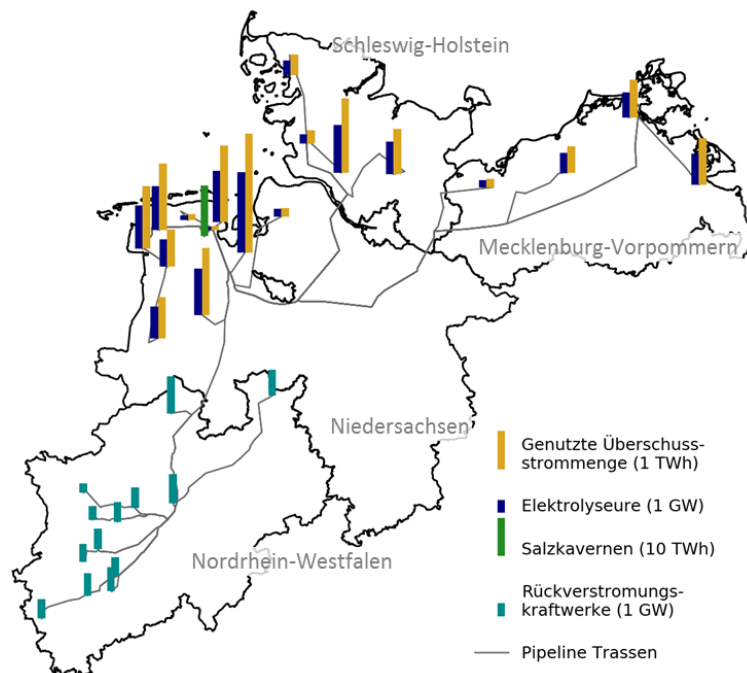


Abbildung 5-113 Installierte Leistung der GuD-Rückverstromungskraftwerke, Speicherkapazität der Salzkavernen, genutzte Überschussstrommengen und Verlauf von Pipeline-Trassen im kostenoptimalen Rückverstromungspfad („ohne HGÜ, GuD“)

Da die komplette Lastdeckung in diesem Pfad („ohne HGÜ, GuD“) nur durch die Wasserstoffrückverstromung realisiert wird, sind höhere Überschussstrommengen und damit eine erhöhte Elektrolyseleistung notwendig. Im Vergleich zum Pfad „mit HGÜ, GuD“ ist dies die 1,6-fache installierte Elektrolyseleistung (siehe Tabelle 5-46). Die Übertragungsleistung der Transmissionspipeline bleibt nahezu konstant bei 35,55 GW und die notwendige Anzahl an Salzkavernen steigt leicht an. Die installierte Leistung der GuD-Kraftwerke bleibt ebenso nahezu konstant, allerdings erhöht sich die durchschnittliche Volllaststundenzahl auf knapp 4057 h/a. Interessant ist die Auswahl der weiter entfernten Landkreise im östlichen Mecklenburg-Vorpommern zur Nutzung des Überschussstromes. Der Betrieb der Elektrolyseure in diesen Landkreisen zeichnet sich dabei durch besonders hohe Volllaststunden aus. Weiterhin ist der Bau einer Pipeline mit höherer Übertragungskapazität kostengünstiger, als der Bau mehrerer Pipelines mit verringerter Übertragungskapazität bei gleich ausgelasteten Elektrolyseuren, weshalb die Optimierung einen

entfernteren Landkreis mit hohen Überschussstrommengen auswählt, anstelle mehrerer nahe gelegener Landkreise mit geringeren Überschussstrommengen.

Die Gesamtinvestitionen im Pfad „ohne HGÜ, GuD“ liegen bei 49,11 Milliarden Euro. Dies entspricht einer Kostenerhöhung um 13,91% im Vergleich zum Pfad („mit HGÜ, GuD“). Die Stromgestehungskosten erhöhen sich beim Vergleich dieser beiden Pfade um 26,28% auf 222 €/MWh im Pfad „ohne HGÜ, GuD“ (siehe Abbildung 5-109 und Abbildung 5-110).

Abschließend soll das CO₂-Reduktionspotenzial des Pfades bewertet werden. Die jährlichen positiven Residuallasten in Deutschland werden im betrachteten Szenario durch den Einsatz von Erdgaskraftwerken (102 TWh/a) und Steinkohlekraftwerken (45 TWh/a) gedeckt. Davon entfallen 83,59 TWh/a auf Nordrhein-Westfalen. Mittels der analysierten Wasserstoff-Rückverstromungspfade lassen sich diese über konventionelle Energieträger bereitgestellten Energiemengen für Nordrhein-Westfalen vollständig mittels Strom aus erneuerbaren Energien decken. Werden für Erdgas und Steinkohle CO₂-Emissionsfaktoren von 369 g/kWh und 899 g/kWh [IcKu16] angenommen und wird weiterhin unterstellt, dass die relativen Anteile die Erdgaskraftwerke und Steinkohlekraftwerke an den CO₂-Emissionen, dem Verhältnis der zur Verfügung gestellten Strommengen der zwei Kraftwerkstypen für Nordrhein-Westfalen entsprechen³³, ergeben sich daraus 44,41 Millionen Tonnen CO₂/a die sich mittels der betrachteten Wasserstoff-Rückverstromungspfade in Nordrhein-Westfalen einsparen lassen.

5.6.3.2 RISIKEN UND NOTWENDIGE BEDINGUNGEN FÜR PFADAUSBAU

Die zentrale notwendige Bedingung für den Pfadausbau in der betrachteten Ausprägung ist die Verfügbarkeit von Überschussstrommengen in Norddeutschland in ausreichender Höhe, um die positive Residuallast NRW im betrachteten Szenario-Jahr 2050 decken zu können. Risiken in diesem Zusammenhang bestehen in erster Linie darin, dass die Energiewende nicht wie geplant bzw. nur stark verlangsamt stattfindet. Die grundlegende Voraussetzung ist somit, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien (insb. Wind-Onshore und -Offshore) in den betrachteten Regionen Norddeutschlands in ausreichendem Umfang stattfindet.

Ein weiteres Risiko besteht in diesem Zusammenhang darin, dass z.B. durch neue Stromanwendungen oder durch eine verstärkte Sektorenkopplung (Stromnutzung im Wärmesektor oder Elektromobilität) der Stromverbrauch in Deutschland/NRW stark ansteigt. Dies kann auf der einen Seite dazu führen, dass ein noch stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich wird, um die zusätzliche Stromnachfrage zu decken und darüber hinaus gehende zusätzliche Strommengen für einen Wasserstoff-Rückverstromungspfad bereit zu stellen. Auf der anderen Seite führt eine erhöhte Stromnachfrage in NRW dazu, dass der betrachtete Rückverstromungspfad zur anteiligen Deckung des

³³ $(102 \text{ TWh/a}) / (147 \text{ TWh/a}) = 69,39\%$ für Erdgas und $(45 \text{ TWh/a}) / (147 \text{ TWh/a}) = 30,61\%$ für Steinkohle

Stromverbrauchs deutlich stärker ausgebaut werden muss. Beide Fälle haben Auswirkungen auf die erforderlichen Investitionen für die Umsetzung des Rückverstromungspfades sowie die Kosten für die Stromversorgung. Generell ist beim Ausbau Erneuerbarer Energien eine möglichst effiziente Stromnutzung eine zentrale Voraussetzung, um den notwendigen Ausbau und die damit verbundene Flächeninanspruchnahme möglichst gering zu halten.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass sich zukünftig bei der Verfügbarkeit großer Überschussstrommengen neue bzw. zusätzliche Stromnachfragen ergeben, woraus sich eine Konkurrenzsituation um die (Überschuss-)Stromnutzung ergibt. Die zukünftige Verfügbarkeit von Überschussstrom zu bestimmten Preisen ist somit mit erheblichen Unsicherheiten verbunden.

Grundsätzliche Risiken für den Pfadausbau bestehen in Bezug auf die gesellschaftliche Akzeptanz von Wasserstoff als Energieträger sowie den Neubau von Stromtransport- und Pipelinetrassen. Hierbei ist insbesondere zu beachten, dass es im Rahmen der Energiewende unabhängig von der hier vorgestellten Pfadbetrachtung zu einem umfangreichen Ausbau des Stromnetzes in Deutschland kommt. Um Akzeptanzprobleme möglichst zu begrenzen, wurde im Rahmen der Modellierung die Randbedingung gesetzt, dass neue Trassen im Rahmen der Pfadbetrachtung in unmittelbarer Nähe zu bestehenden Transportinfrastrukturen verlaufen müssen.

Die technologischen Risiken für eine Umsetzung des Rückverstromungspfades werden als gering eingestuft. Es wird davon ausgegangen, dass alle im kostenoptimalen Pfad benötigten Komponenten (Elektrolyseure, Wasserstoff-Pipelines, VSC-HGÜ-Systeme, Wasserstoff-GuD-Kraftwerke, Wasserstoff-Speicherkavernen) im Jahr 2050 zum Stand der Technik gehören und umfangreiche Betriebserfahrungen sowohl mit den einzelnen Komponenten als auch im Systemverbund vorliegen.

Grundsätzlich ist zu beachten, dass der vorgestellte Pfad die zukünftige Energieversorgung aus isolierter Perspektive NRWs heraus betrachtet. Wechselwirkungen die sich aus der Betrachtung einer gesamtdeutschen oder europäischen Perspektive heraus ergeben, können die Rahmenbedingungen deutlich verändern. Beispiele sind in diesem Zusammenhang ein verstärkter deutsch-norwegischer Stromverbund mit einer Nutzung der in Norwegen vorhandenen Wasser-Speicherkapazitäten oder ein gesamt-europäischer Stromverbund, wodurch sich räumlich und zeitliche Ausgleichseffekte der Nutzung erneuerbarer Energien und die Möglichkeit zur Nutzung von Speicherkapazitäten in Nachbarländern ergeben können [Dnvg16, EHHP12, Sru11].

Wird eine gesamtdeutsche Deckung der positiven Residuallast im Jahr 2050 anhand des betrachteten Szenarios aus Überschussstrommengen aus Norddeutschland angestrebt, ist zudem zu beachten, dass sich die kostenoptimale Auslegung eines Rückverstromungspfades erheblich ändern wird. Dies betrifft sowohl den Verlauf und den Umfang von Pipeline- und HGÜ-Kabeltrassen als auch Standorte von Rückverstromungskraftwerken.

5.6.4 EINORDNUNG DES PFADS IN DIE SYSTEMSICHT

Zur Einordnung der erhaltenen Ergebnisse in den Gesamtkontext der Energiewende, sollen die errechneten Werte, aktuellen Zahlen der Energiewende gegenübergestellt werden.

In mehreren Studien wurden ebenfalls die Stromgestehungskosten von rückverstromten Wasserstoff mittels GuD für das Jahr 2050 kalkuliert. Da sich die Rahmenbedingungen in jeder Studie trotz gleicher Rückverstromungstechnologie (GuD) stark unterscheiden, ist ein direkter Vergleich der Werte schwierig. Dennoch liegen die hier berechneten Werte der Stromgestehungskosten innerhalb der Bandbreite (100-340 €/MWh) aus der Literatur [Ausf15, Fchj15, HEBS12].

Der Verbund aus Speicher und Rückverstromungskraftwerken leistet zudem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) beurteilen den Beitrag verschiedener Erzeugungstechnologien zur Versorgungssicherheit anhand der sogenannten Rate der Verfügbarkeit welche auch als Leistungskredit bezeichnet wird [HATT16, Trie11]. Als gesicherte Leistung gilt diejenige dargebotsabhängige Einspeiseleistung, die mindestens zu 99% zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast verfügbar ist. Für Windkraftanlagen ergibt sich hiermit etwa ein Beitrag von 1% und für Photovoltaikanlagen ein Beitrag von 0 %. Laufwasser-Kraftwerke und Biomasse/Biogas werden mit höheren Werten von 25 und 65% angegeben. Windkraftanlagen und PV tragen damit kaum zur gesicherten Energiebereitstellung bei. Für das Wasserstoffspeichersystem mit Rückverstromung stehen keine Literaturwerte für den Leistungskredit zur Verfügung und müssen entsprechend für eine weitere Analyse abgeschätzt werden. Für Gasturbinen und Dampfkraftwerke wird in der Literatur ein Leistungskredit von 90 % zur gesicherten Leistung gegeben [Trie11]. Dieser Wert würde in der vorliegenden Pfadbetrachtung jedoch die Verfügbarkeit des Speicher- und Transportsystems nicht berücksichtigen. Für Pumpspeicher, welche wie der betrachtete Rückverstromungspfad aus einem Speichersystem und einer stromerzeugenden Technologie bestehen, wird in der Literatur ein Leistungskredit von 80 % angesetzt, der auf Erfahrungswerten beruht [HATT16]. Basierend darauf wird der Leistungskredit, der durch die Rückverstromungstechnologie bereitgestellt werden kann, mit 80 % angesetzt. Abbildung 5-114 gibt einen Überblick über die im Energieszenario 2050 installierte Leistung Erneuerbarer Energien, die berechneten H₂-Rückverstromungskapazitäten, für den Fall, dass die konventionellen Kraftwerke in NRW durch das Wasserstoff-Speichersystem mit GuD und HGÜ-Kabel ersetzt werden, sowie über deren Beitrag zur gesicherten Leistung. Die jeweiligen Anteile gesicherter Leistung pro Technologie wurden dafür mit der im Energieszenario 2050 installierten EE-Leistung multipliziert, um die gesicherte Leistung in GW zu errechnen.

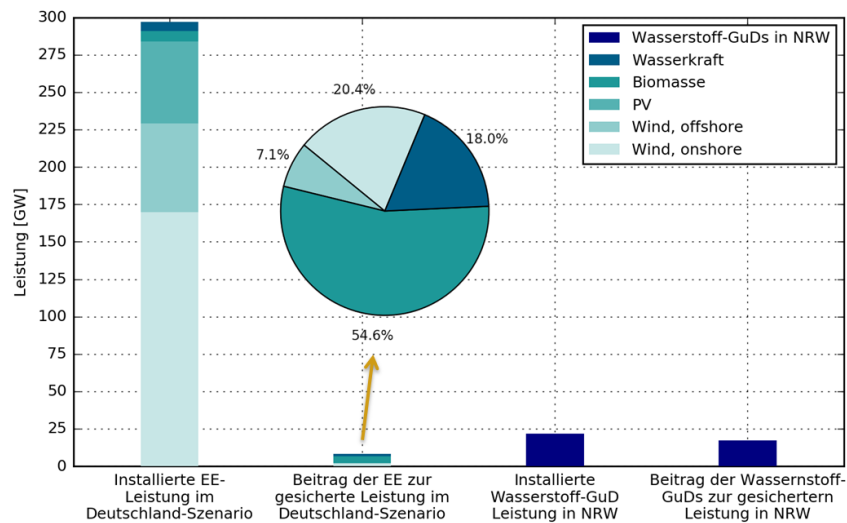


Abbildung 5-114 Installierte EE-Leistung im Szenario-Jahr 2050, installierte Leistung der GuD Rückverstromungskraftwerke in NRW sowie deren jeweiliger Beitrag zur gesicherten Leistung

Die Analyse zur gesicherten Leistung ergibt einerseits für die installierten erneuerbaren Energien im Deutschland-Szenario (297 GW) eine gesicherte Leistung von lediglich 9,34 GW. Das Wasserstoff-Speichersystem mit H₂-GuD (21,6 GW) trägt andererseits in Nordrhein-Westfalen zu einer fast doppelt so großen gesicherten Leistung von 17,28 GW bei. Hieraus wird ersichtlich, dass das H₂-GuD einen maßgeblichen Beitrag zur gesicherten installierten Leistung und somit zur Versorgungssicherheit im Energieszenario leisten kann. Es sollte zusätzlich angemerkt werden, dass das Wasserstoff-Speichersystem mit Rückverstromung indirekt die gesicherte Leistung durch die erneuerbaren Energien erhöht, da diese den Strom für die Wasserstoffherstellung und Rückverstromung liefern.

In Deutschland gibt es mehrere Regionen in denen Strommengen aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen aufgrund von Netzengpässen in Verteil- oder Übertragungsnetzen durch Einspeisemanagementmaßnahmen (EinsMan) abgeregelt werden müssen. Die abgeregelte Strommenge belief sich im Jahr 2016 auf insgesamt 3.743 GWh (2015: 4.722 GWh). Im Jahr 2016 entfallen hiervon 94% auf Wind-Onshore [Bnet17c]. Eine lokale Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse und eine Nutzung mittels Wasserstoff-Rückverstromung kann in diesem Zusammenhang einen Beitrag zur Reduktion der Ausfallarbeit und ggf. auch zur Reduzierung des Stromnetzausbaubedarfs leisten, indem andernfalls abgeregelter Strommengen in der Elektrolyse genutzt werden. In Abhängigkeit von der Geschwindigkeit des Ausbaus Erneuerbarer Energien und des Stromnetzausbaus können sich zukünftig steigende Mengen abgeregelter Strommengen ergeben. In diesem Fall würden alternative Strom-Nutzungsmöglichkeiten an Bedeutung gewinnen.

Sowohl die Elektrolyseure als auch die Rückverstromungskraftwerke als zentrale Elemente des Wasserstoff-Rückverstromungspfades sind nach [Bdew16] für die Erbringung nahezu aller Systemdienstleistungen geeignet. Dazu zählen:

- Energieerzeugungsausgleich (Spot- und Terminmärkte)
- Netzengpassmanagement & Gradientensteuerung
- Frequenzerhaltung durch Wirkleistungsregelung
- Spannungshaltung (Blindleistung, Spannungsreduktion, Verstetigung)
- Schwarzstartfähigkeit
- Beitrag zur gesicherten Leistung

Zusätzlich erfüllt ein großtechnisches Wasserstoff-Speichersystem mit Rückverstromung nahezu alle Bedingungen, welche für die zukünftige Energieversorgung verstärkt gefordert werden [Matt16]. Hierzu zählen:

- Sektorenkopplung (PtG, KWK, optionaler H₂-Einsatz im Verkehr)
- Flexible, abschaltbare Lasten (Elektrolyseure)
- Flexible Kraftwerke
- KWK-Anlagen
- Speicher
- Kapazitäts- und Netzreserven

Wasserstoff-Speichersysteme mit Rückverstromung können somit einen wesentlichen Beitrag zum Erreichen der Ziele der Energiewende leisten.

5.6.5 ZUSAMMENFASSUNG UND NRW-CHANCEN MIT DIESEM PFAD

Im Rahmen der Pfadanalyse wurden verschiedene Pfade zur Nutzung von Überschussstrom aus Norddeutschland zur positiven Residuallastdeckung Nordrhein-Westfalens mittels Wasserstoffrückverstromungs-Systemen untersucht und ökonomisch bewertet.

Als Grundlage der Pfadanalyse wurde ein Energieszenario für Deutschland betrachtet, welches von einem starken Ausbau Erneuerbarer Energie ausgeht. Auf Basis dieses Szenarios wurde eine detaillierte Analyse der örtlich und zeitlich aufgelösten Residuallasten für das Szenario-Jahr 2050 durchgeführt. Im betrachteten Szenario zeigen sich eine starke Konzentration von Überschussstrommengen (negativen Residualenergien) in Norddeutschland (Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern) sowie eine starke Konzentration der positiven Residuallasten in Nordrhein-Westfalen (NRW). Die zeitliche Analyse zum Verlauf der Residuallasten führt zu einer Fallunterscheidung: In einem Fall ist, unter der Voraussetzung vorhandener Stromtransportkapazitäten, eine zeitgleiche Lastdeckung der Stromnachfrage NRWs durch Überschussstrommengen aus Norddeutschland möglich (räumlicher Ausgleich durch Stromtransport). Im anderen Fall ist die zeitgleiche Lastdeckung nicht möglich, sodass in diesen Fällen zur Lastdeckung auf ein Wasserstoff-Rückverstromungssystem zur

zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch zurückgegriffen werden muss (zeitlicher Ausgleich durch Langzeitspeichersysteme).

Die Analyse des Residuallastverlaufs zeigt weiterhin, dass die Jahresspitzenlasten NRW zu Zeiten mit insgesamt niedriger Erzeugung aus erneuerbaren Energien auftritt, weshalb der Kraftwerkspark zur Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffes auf die maximale positive Residuallast NRW ausgelegt werden muss.

Zu den Komponenten von Wasserstoff-Rückverstromungssystemen zählen Elektrolyseure, Wasserstoff-Kavernenspeichersysteme und Wasserstoff-Pipelines sowie Rückverstromungstechnologien. Die fünf in der Pfadanalyse in Betracht gezogenen Rückverstromungstechnologien (GuD, Gasturbine, Gasmotor, PEMFC, SOFC) wurden anhand technischer sowie ökonomischer Parameter charakterisiert, um die geeignetste Option zur Rückverstromung zu identifizieren.

Mit Hilfe eines Optimierungsmodells wurden anschließend mehrere Pfade zur positiven Residuallastdeckung NRW ausgelegt. Neben dem reinen Wasserstoffspeichersystem mit Rückverstromung wurden auch vergleichend Pfade zur zeitgleichen Lastdeckung per Stromleitung (Stromnetzausbau mittels HGÜ-Erdkabel) betrachtet. Durch den Vergleich der fünf Rückverstromungstechnologien und der Variantenbetrachtung mit/ohne HGÜ ergeben sich insgesamt 10 verschiedene Pfade, welche im Rahmen der Analyse betrachtet wurden.

Ein zentrales Ergebnis der Pfadanalyse ist das in 9 der 10 betrachteten Pfade der Strombedarf NRW komplett durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Eine Ausnahme stellt der Pfad der Gasturbine ohne HGÜ-Stromtransport dar. In dieser Pfadvariante reichen aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades der Gasturbine die zur Verfügung stehenden Überschussstrommengen zur Deckung der positiven Residuallast NRW nicht aus. Eine vollständige Deckung der positiven Residuallast durch Erneuerbare Energien führt in den betrachteten Wasserstoff-Rückverstromungspfaden zu CO₂-Einsparungen in Höhe 44,41 Millionen Tonnen CO₂/a im Vergleich zu einer Deckung der positiven Residuallast durch den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark.

Als kostengünstigster Pfad wurde im Rahmen der Optimierung der Pfad mit gleichzeitiger Lastdeckung per HGÜ-Kabel und dem GuD als Rückverstromungsoption identifiziert. Die zweitgünstigste Option stellt die SOFC dar. Obwohl in den Pfadvarianten mit HGÜ-Kabel eine zweite Infrastruktur zur Energieübertragung aufgebaut werden muss, stellt sich diese Variante als kostengünstiger heraus, was sich sowohl bei den gesamten Investitionen als auch den Stromgestehungskosten zeigt. Entscheidend hierfür sind die deutlichen Effizienzvorteile einer HGÜ-Stromübertragung gegenüber einer Wasserstoff-Rückverstromung. Hierbei ist zu beachten, dass die HGÜ-Stromübertragung nur einen räumlichen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -bedarf ermöglicht, wohingegen Wasserstoff-Rückverstromungssysteme sowohl einen zeitlichen als auch einen räumlichen Ausgleich ermöglichen.

Im kostenoptimalen Pfad entfällt auf das HGÜ-Kabel ein Anteil von 38,2% an der Deckung der positiven Residuallast.

Die restlichen 61,8% der positiven Residuallasten Nordrhein-Westfalens können nicht zeitgleich durch Überschussstrom und Stromübertragung per HGÜ-Kabel gedeckt werden. In diesen Zeiten werden großskalige Speicher- und Transportsysteme zur Bereitstellung von Wasserstoff für die Rückverstromungskraftwerke zur Lastdeckung benötigt. Im verbleibenden Zeitraum wird die positive Residuallast NRWs durch die Wasserstoff-Rückverstromung gedeckt.

Eine Erhöhung des Anteils, welcher durch direkte Stromübertragung mittels HGÜ-Kabel bereitgestellt wird, ist prinzipiell möglich. Hierzu wären allerdings zusätzliche HGÜ-Kabeltrassen zum Anschluss zusätzlicher Gebiete mit Überschussstrommengen erforderlich. Um den Einfluss zusätzlicher HGÜ-Kabel auf die Ergebnisse zu quantifizieren, wären weitere Optimierungsrechnungen erforderlich.

An dieser Stelle kann also geschlussfolgert werden, dass die großtechnische Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung und die Nutzung der dadurch gebauten Wasserstoffinfrastruktur, den Ausbau des Stromnetzes sinnvoll ergänzt. Eine vollständige Substitution des Stromnetzausbaus durch Wasserstoff-Rückverstromungssysteme ist allerdings aus ökonomischer Perspektive und aus Effizienzgründen nicht sinnvoll (siehe u.a. auch [NBHL15]). Die betrachteten Pfade zur Wasserstoff-Rückverstromung inklusive großtechnischer Speicherkapazitäten tragen weiterhin wesentlich zur Energieversorgungssicherheit und zur Bereitstellung gesicherter Leistung bei.

Die Analyse bezüglich der erforderlichen Investitionen zeigt, dass im kostenoptimalen Pfad die größten Anteile (38%) den GuD-Rückverstromungskraftwerken zur Spitzenlastabdeckung zuzuordnen sind. Der zweitgrößte Anteil an den Investitionen entfällt auf die Elektrolyseure (30 %). Die Gesamtinvestitionen belaufen sich im kostenoptimalen Fall auf 43,12 Mrd. € und sind im Vergleich zu den erforderlichen Investitionen für den Ausbau der erneuerbaren Energien (374 Mrd. €, eigene Berechnung nach [Röb15]) im betrachteten Szenario aus volkswirtschaftlicher Perspektive als moderat einzustufen.

Die Stromgestehungskosten für die Rückverstromung liegen im Bereich von 175 €/MWh. Der größte Kostenanteil (63,3%) an den Stromgestehungskosten entfällt auf den Einkauf von Überschussstrom.

Bezüglich der Standortwahl der einzelnen Komponenten der Rückverstromungskette sind verschiedene Kriterien zu beachten. Zur Minimierung der Wasserstoff-Pipelinekosten sollte die Distanz zwischen Elektrolyseuren, Wasserstoff-Kavernenspeichern und Rückverstromungskraftwerken möglichst gering sein. Elektrolyseure sollten zur Vermeidung von zusätzlichem Stromnetzausbau in unmittelbare Nähe zu Überschussstrom-Standorten platziert werden. Die Höhe der Überschussstrommenge gilt hier als Hauptkriterium. Rückverstromungskraftwerke sollten aus demselben Grund direkt an Lastzentren gebaut werden. Hierbei ist zu beachten, dass Standorte mit hohen positiven Residuallasten häufig ebenfalls hohe Wärmebedarfsmengen aufweisen. Wird neben der Deckung der Stromnachfrage zusätzliche eine Wärmebedarfsdeckung betrachtet, eignen sich in Abhängigkeit der Volllaststunden insbesondere die SOFC (bei einer hohen Auslastung), sowie das wasserstoffbetriebene BHKW (bei geringen Volllaststunden) als Rückverstromungstechnologie. Eine stromgeführte Betriebsweise von KWK-Rückverstromungskraftwerken in Kombination mit zusätzlichen Wärmespeichern kann zu zusätzlichen Erlösen führen. In diesen Fällen kann es zu einer

Änderung im Ranking der kostengünstigsten Rückverstromungstechnologien kommen. Für eine abschließende Bewertung sind allerdings weitergehende Analysen erforderlich.

Weitere offene Fragen bestehen hinsichtlich des Einflusses von anderen Flexibilitätsoptionen (Demand-Side-Management, Batteriespeicher, Pumpspeicher etc.) auf die Höhe der zu deckenden Spitzenlast. Eine niedrigere Spitzenlast führt zu einer Reduktion der erforderlichen Rückverstromungs-Kraftwerksleistung und insgesamt zu einer Reduktion der erforderlichen Investitionen für den Rückverstromungspfad. Bei der Auswahl der Rückverstromungstechnologie bestehen zudem Unsicherheiten bezüglich des Einflusses bzw. der Anforderungen an Teillastverhalten und der Laständerungsgeschwindigkeit. In diesem Zusammenhang ist die deutlich höhere Laständerungsgeschwindigkeit und ein besseres Teillastverhalten der SOFC im Vergleich zum GuD bei der Wahl der Rückverstromungstechnologie zu beachten.

Chancen, welche sich durch den Aufbau einer Wasserstoff-Rückverstromungsinfrastruktur ergeben, sind neben dem primären Ziel zur vollständigen Deckung des Strombedarfs von NRW durch Erneuerbare Energien, in einer weitergehenden Nutzung der Wasserstoff-Infrastruktur zur Deckung von Energienachfragen in anderen Sektoren und für potenzielle Power-to-Hydrogen-to-X Anwendungen zu sehen. Durch eine weitergehende Nutzung der Wasserstoff-Infrastruktur können sich einzel- und volkswirtschaftliche Vorteile ergeben. Eine weiterführende Integration Erneuerbarer Energien in andere Sektoren (Wärme, Mobilität) kann zudem einen wesentlichen Beitrag zum Erreichen der Ziele der Energiewende liefern. Für eine detailliertere Bewertung sind jedoch weitergehende Analysen erforderlich.

5.7. PFAD 7: REGENERATIVER WASSERSTOFF FÜR DIE DEZENTRALE NUTZUNG

bearbeitet durch: ZBT GmbH - Zentrum für BrennstoffzellenTechnik (ZBT)

Im Rahmen der Pfadanalyse wurden zunächst potenzielle Anwendungen zur dezentralen H₂-Nutzung identifiziert. Hierzu gehören die Bereiche der dezentralen Stromversorgung, des Material Handling aber auch kleine Fahrzeugflotten sowie die Binnenschifffahrt. Basierend hierauf erfolgte in Abhängigkeit von der Anwendung die Definition von Unterpfaden bestehend aus geeigneten H₂-Speichern und H₂-Erzeugern sowie der entsprechenden regenerativen Energiequelle. Unter Berücksichtigung zugehöriger Wirkungsgrade wurden Größenordnungen unterschiedlicher Anwendungen bestimmt und wirtschaftliche Beispielrechnungen durchgeführt.

Die Analyse der unterschiedlichen dezentralen Nutzungsmöglichkeiten zeigt, dass der Einsatz in kleineren Einheiten wie z.B. im 1-2-Familienhaus eher kritisch zu sehen ist, da hier die Wettbewerbstechnologie Batterie aufgrund ihrer geringeren Anlagenkomplexität und des besseren Gesamtwirkungsgrades Vorteile aufweist. Sehr gute Einsatzmöglichkeiten bieten sich dagegen in kleinen Gewerbegebieten, bei denen die Bereiche Material Handling und dezentrale Strom- und Wärmeversorgung kombiniert werden können. Wasserstoff eignet sich hier für die großen zu speichernden Energiemengen. Auch die benötigte lokale Infrastruktur wird hierbei wirtschaftlich darstellbar. Ebenfalls geeignet ist die Binnenschifffahrt für die dezentrale H₂-Nutzung in Kombination mit entsprechender H₂-Nutzung und Logistik im Hafen.

Insbesondere ländliche Gebiete eignen sich für die dezentrale H₂-Nutzung durch die räumliche Nähe von potenziellen H₂-Anwendungen und dezentraler Energiegewinnung.

5.7.1 PFADBESCHREIBUNG

Zur Bruttostromerzeugung hat die Fotovoltaik im Jahr 2016 mit 5,9% und die Windenergie mit 11,9% beigetragen [Bund17b]. Ein Großteil der Stromproduktion erfolgt dezentral durch PV-Aufdachanlagen und kleine Windkraftanlagen im kW- bis einstelligen MW-Bereich. Durch die Volatilität dieser erneuerbaren Energien kommt es zu starken Schwankungen bei der Stromproduktion und somit zu starken Netzbelastungen. Diese können minimiert werden, in dem der Strom direkt lokal genutzt oder gespeichert wird. Bei kleinen Energiemengen und kurzfristiger Speicherung (Tage) lässt sich der Strom in Batterien speichern. Bei größeren Leistungen bzw. bei z.B. saisonaler Speicherung ist die Umwandlung des Stroms in Wasserstoff über die Elektrolyse eine denkbare Alternative. Die Nutzung des Wasserstoffs kann dann dezentral z. B. zur Hausenergieversorgung, im Material Handling Bereich oder aber für kleine Fahrzeugflotten erfolgen.

Die Zielsetzung des Pfades 7 ist zunächst die Identifizierung von potenziellen Anwendungen zur dezentralen H₂-Nutzung. Hierauf basierend werden entsprechende Unterpfade gebildet und die Anforderungen an die zentralen Komponenten Elektrolyse, H₂-Speicherung und dezentrale regenerative Energieversorgung zusammengestellt. Mit Hilfe eines neu zu erstellenden Tools (auf Excel-Basis) wird die Auslegung von Anwendungen ermöglicht und die Ermittlung von Potenzialen und Grenzen unterschiedlicher Anwendungen ermöglicht. Darauf basierend wird eine Bewertung der potenziellen Anwendungen durchgeführt.

Im Folgenden sollen die relevanten Pfadkomponenten identifiziert und beschrieben werden, um sowohl eine energetische als auch wirtschaftliche Potenzialabschätzung durchführen zu können.

5.7.2 METHODIK UND MODELLBESCHREIBUNG

Der Pfad 7 – Regenerativer Wasserstoff für die dezentrale Nutzung - kann in vier Pfadstufen unterteilt werden. Die erneuerbaren Energien Sonne und Wind werden mit Hilfe von Photovoltaik- und Windkraftanlagen in Strom gewandelt. Mit Hilfe der Wasserelektrolyse wird dann Wasserstoff erzeugt und gespeichert. Die Speicherung erfolgt in Abhängigkeit von der nachfolgenden Nutzung des Wasserstoffs. Bei den meisten mobilen Anwendungen wird ein Druck von mehr als 40 bar benötigt, um eine ausreichend große volumetrische Speicherdichte zu erreichen. In diesem Fall ist eine Verdichtung des Wasserstoffs notwendig und die eigentliche Speicherung erfolgt in entsprechenden Druckgasbehältern (bis ca. 700 bar). Bei stationären Anwendungen, wie z. B. der Hausenergieversorgung ist die Speicherdichte weniger ausschlaggebend, so dass hier Volumenspeicher (bis ca. 40 bar) zum Einsatz kommen können und somit auf die energie- und kostenaufwendige Verdichtung verzichtet werden kann. Eine weitere Option ist die chemische Speicherung, z. B. in Metallhydriden, bei der meist auch auf die Verdichtung verzichtet werden kann. Nachteilig sind hier das evtl. notwendige Wärmemanagement und die auf Grund des hohen Gewichts der Metallhydride geringe gravimetrische Speicherdichte. Potenzielle dezentrale Anwendungen liegen sowohl im mobilen als auch im stationären Bereich und reichen von kleinen Spezialfahrzeugflotten – z. B. Arealmaschinen – über die Flurfördertechnik hin zur Hausenergieversorgung. Im Folgenden werden die einzelnen Pfadkomponenten detailliert beschrieben.

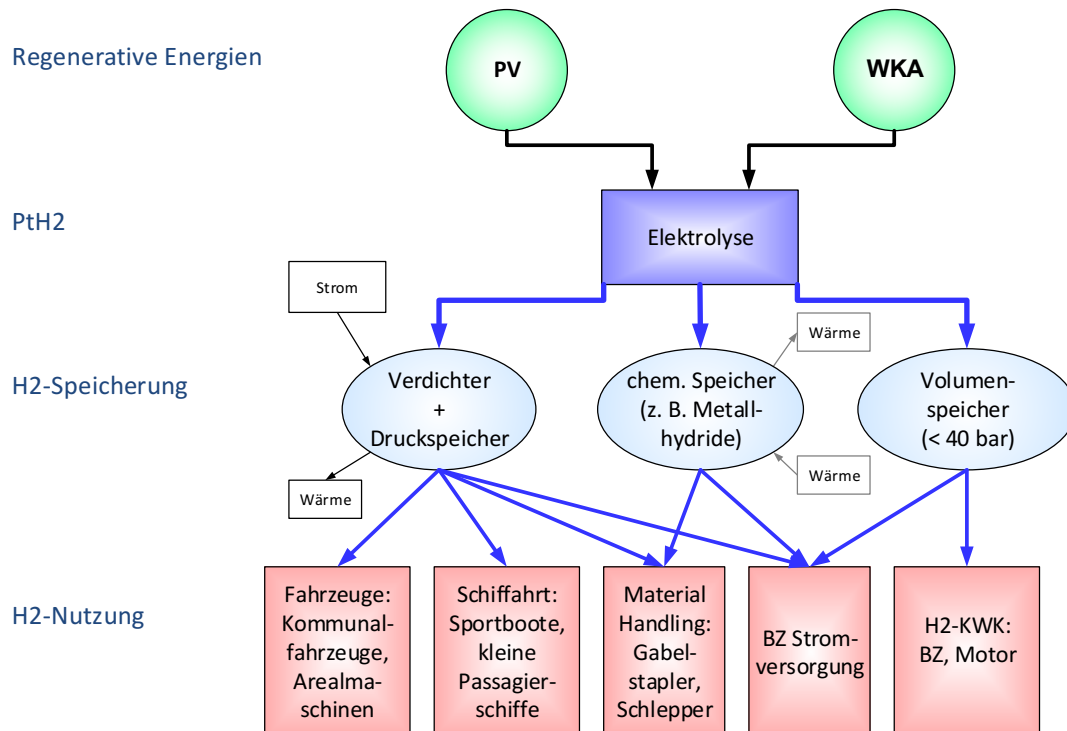


Abbildung 5-115 Pfadkomponenten für die dezentrale Nutzung von Wasserstoff

5.7.2.1 ERNEUERBARE ENERGIEN

In einem ersten Schritt soll zunächst ermittelt werden, wieviel Strom dezentral aus den erneuerbaren Energien Wind und Sonne an typischen Standorten in NRW produziert werden kann.

5.7.2.1.1 PHOTOVOLTAIK

Bei der dezentralen solaren Stromerzeugung spielen im Wesentlichen Photovoltaik-Aufdachanlagen eine Rolle. Anlagen auf Wohnhäusern liegen in der Größenordnung von 2 kW_p bis hin zu ca. 15 kW_p. Auf Hallendächern von Gewerbebetrieben oder Scheunen und Ställen erreichen die Leistungen im Durchschnitt ca. 150 - 200 kW_p [Land17a]. Einflussgrößen für die maximale Leistung sind neben der Solarzelle selbst die zur Verfügung stehende Fläche, die Dachneigung und die Ausrichtung des Daches bzgl. der Himmelsrichtung und natürlich der Standort. In Nordrhein-Westfalen weisen die Kölner Bucht und der Niederrhein eine höhere jährliche Einstrahlung als z. B. das Sauerland auf (s. Abbildung 5-116). Im Jahr 2016 waren in NRW Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 4.498 MW_p [Foed17a] installiert.

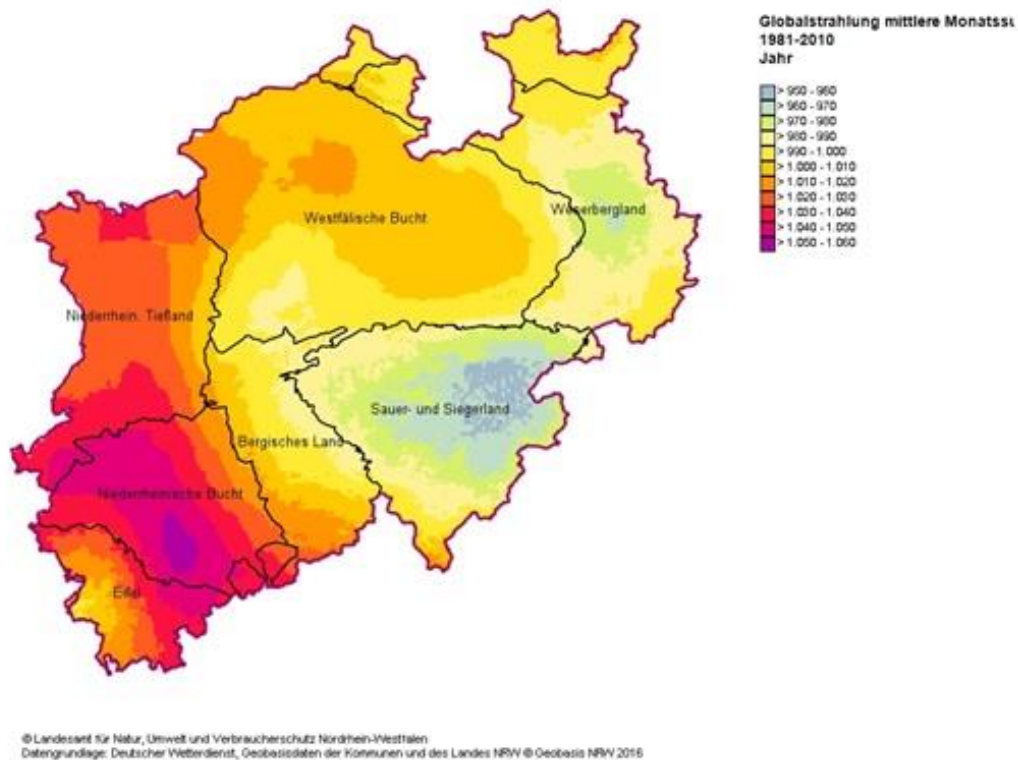


Abbildung 5-116 Durchschnittliche jährliche Einstrahlung auf eine horizontale Fläche [Land17b].

Typische Jahreserträge für PV-Anlagen mit optimaler Ausrichtung liegen in NRW zwischen 800 und 1.000 kWh/kW_p. Die Investitionskosten für Photovoltaik-Anlagen werden für das Jahr 2014 im Steckbrief mit ca. 2.000 bis 3.500 €/kW_p angegeben. Der Systempreis für eine PV-Aufdachanlage (Nettopreise inkl. Montage und Lieferung) wird zwischen ca. 1.000 €/kW_p für Anlagen zwischen 10 und 100 kW_p bis hin zu 2.200 €/kW_p bei Anlagen bis 3 kW_p angegeben [Eupd16].

Hierbei liegen Anlagen mit monokristallinen Zellen preislich höher als Dünnschichtmodule. In die Betriebskosten fallen im Wesentlichen Versicherungs- und Reinigungskosten bzw. Reparatur und Wartung. Diese werden häufig mit ca. 1-2 % der Investitionssumme angegeben.

5.7.2.1.2 WINDKRAFTANLAGEN

Windkraftanlagen gibt es als Mini-Windkraftanlagen im Bereich von einigen 100 W bis hin zu großen Windkraftanlagen mit mehreren MW Leistung pro Anlage. Im Randbereich von Siedlungen oder kleinen Gewerbegebieten sind z.B. kleine Vertikalwindkraftträder mit Leistung von 0,3 bis 10 kW denkbar [Wind17b]. Im Leistungsbereich von 10 kW bis ca. 800 kW sind kaum Anlagen auf dem Markt. Das größte Angebot für Windräder im Binnenbereich umfasst Anlagen mit 1 MW bis ca. 3 MW. Bei Windkraftanlagen hängt der Ertrag sehr stark vom Standort ab. Für Anlagen mit Nabenhöhen über

100 m sind im Energieatlas NRW die typischen Windgeschwindigkeiten für verschiedene Höhen kartographiert. Abbildung 5-117 zeigt die Daten für eine Höhe von 125 m.

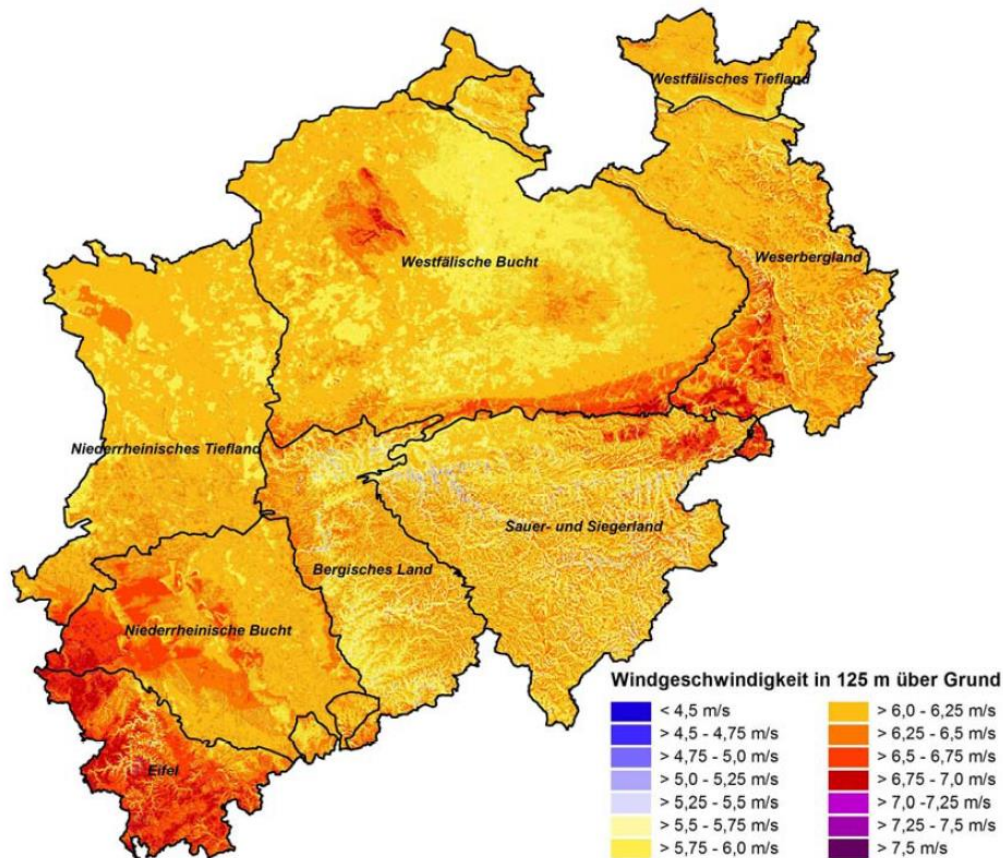


Abbildung 5-117 Mittlere Windgeschwindigkeiten in 125 m über Grund [Land17b]

Bei Höhen unter 100 m haben Reibungsverluste durch die Umgebung (Wälder, Felder, Gebäude) so großen Einfluss auf die Windgeschwindigkeit, dass allgemeine Windkarten nicht erstellt werden können. Im Jahr 2016 waren in NRW Windkraftanlagen mit einer Leistung von insgesamt 4.612 MW [Foed17b] installiert.

Zur Abschätzung der Jahreserträge von Windkraftanlagen werden im Folgenden vereinfacht die prozentualen Volllaststunden betrachtet. Hierfür wurden beispielhaft die Daten der Windkraftwerke Obere Nahe und der Rothaar-Wind GmbH genommen [Ober17], [Roth17]. Die Jahresertragszahlen schwanken natürlich von Jahr zu Jahr aber näherungsweise kann für kleinere Anlagen mit entsprechend geringeren Nabenhöhen mit 12 % bis 18 % Volllaststunden gerechnet werden und bei großen neuen Anlagen mit bis zu 25 %. Legt man die Daten für NRW aus dem Energieatlas NRW zu Grunde erhält man ebenfalls einen Wert von 20 % [Land17a].

Im Steckbrief werden für das Jahr 2014 Investitionskosten von 3.000 €/kW angegeben. Die Kostenstrukturen hängen aber stark von der Größe der zu installierenden Anlage und dem Standort

ab. Bei Kleinwindanlagen bis ca. 100 kW liegen die Investitionskosten bei 1.700 bis ca. 5.000 €/kW, für größere Anlagen sinkt der Preis auf 1.000 bis 2.000 €/kW bis hin zu 1.000 bis 1.500 €/kW für kleine Windparks (ca. 5 MW) [Hau14], [Tech14], [Klei17].

Die Standortspezifischen Installationskosten sind hierbei nicht berücksichtigt.

Die Betriebskosten werden teils auf die Leistung, teils auf die erzeugte Energie bezogen. Im Steckbrief werden 18 -84 €/(kW a) bzw. 0-47 €/MWh angegeben. Die weite Spannweite entsteht zum einen durch die unterschiedlichen Größen, zum anderen sind die Kosten vom Standort abhängig. Engere Grenzen werden in [Svob13] mit 2,5-3,5 €/MWh angegeben.

5.7.2.2 ELEKTROLYSE

Der mit erneuerbaren Energien produzierte Strom kann zur Herstellung von Wasserstoff mit Hilfe der Wasserelektrolyse genutzt werden. Übliche Verfahren sind die alkalische Elektrolyse und die PEM-Elektrolyse, die in den Steckbriefen (siehe Band V) ausführlich beschrieben werden.

Für die dezentrale Herstellung von Wasserstoff werden eher kleine bis mittlere Systeme mit Wasserstoffproduktionsraten von ca. 5 bis 50 Nm³/h eingesetzt. Im Steckbrief werden für das Jahr 2014 für die alkalische Elektrolyse Systemwirkungsgrade (Drücke bis 30 bar) von 43 % bis 67 % angegeben, wobei die größeren Werte für Anlagen im MW-Bereich gelten. Bei der PEM-Elektrolyse liegen die Werte zwischen 40 % und 67 %. In einer aktuellen Marktübersicht für Elektrolyseure werden die spezifischen Energieverbräuche zwischen 4,4 und 5,7 kWh/Nm³ angegeben (p = 20..40 bar) [Geit17]. Dies entspricht Wirkungsgraden von 52 % bis 68 %.

Für die alkalische Elektrolyse können Investitionskosten von 1.000 bis 5.000 €/kW angegeben werden (s. Steckbrief in Band VI). Für die dezentrale Herstellung von Wasserstoff werden eher kleinere Elektrolyseure eingesetzt, so dass hier mit den höheren Preisen gerechnet werden muss. PEM-Elektrolyseure schlagen mit mehr als 2.000 €/kW zu Buche. In der Literatur finden sich hierfür Preise von 1.000 bis 6.000 €/kW [EsLY15], [GCML15]. Angebote aus dem Jahr 2016 belaufen sich für einen PEM-Elektrolyseur mit 12 Nm³/h und 20 bar auf ca. 6.100 €/kW und für einen alkalischen Elektrolyseur mit 10 Nm³/h und 12 bar Ausgangsdruck auf ca. 1.600 €/kW. [Elek16]

5.7.2.3 WASSERSTOFFSPEICHERUNG

Auf die Wasserstoffspeicherung wurde in den Steckbriefen bisher nur im großtechnischen Rahmen eingegangen, also z. B. auf die Speicherung in Salzkavernen. Für die dezentrale Herstellung und Nutzung von Wasserstoff ist jedoch die Speicherung in kleineren Mengen von Interesse. Hierbei kann der Wasserstoff bei niedrigen Drücken (<40 bar) oder aber komprimiert bei unterschiedlichen Drücken

(bis zu 700 bar) in Stahlflaschen oder in Kohlenstofffasern-umwickelten Linern gespeichert werden. Auch die chemische Speicherung z. B. in Metallhydriden ist möglich.

5.7.2.3.1 VERDICHTER

Drücke bis ca. 30-40 bar können direkt über die Elektrolyse erzeugt werden. Zur Erzielung höherer Drücke müssen Verdichter genutzt werden. In der Regel kommen trockenlaufende Kolbenverdichter oder Membrankompressoren zum Einsatz.

Die theoretische isentrope Verdichtungsarbeit (adiabat und reversibel) wird mit folgender Gleichung berechnet:

$$W_{isen} = \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot n \cdot R \cdot T \cdot \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right]$$

Hierbei wird für den Isentropen Koeffizienten für Wasserstoff $\kappa = 1,41$ eingesetzt. Der Prozess ist jedoch polytrop, dies wird durch Ersetzen des isentropen Koeffizienten κ durch den polytropen Koeffizienten n berücksichtigt, der $1 < n < \kappa$ ist. Zusätzlich ist für die Bestimmung der benötigten Leistung noch der Wirkungsgrad des elektrischen Antriebs einzubeziehen. Abbildung 5-118 verdeutlicht den Arbeitsaufwand für die Verdichtung von Wasserstoff.

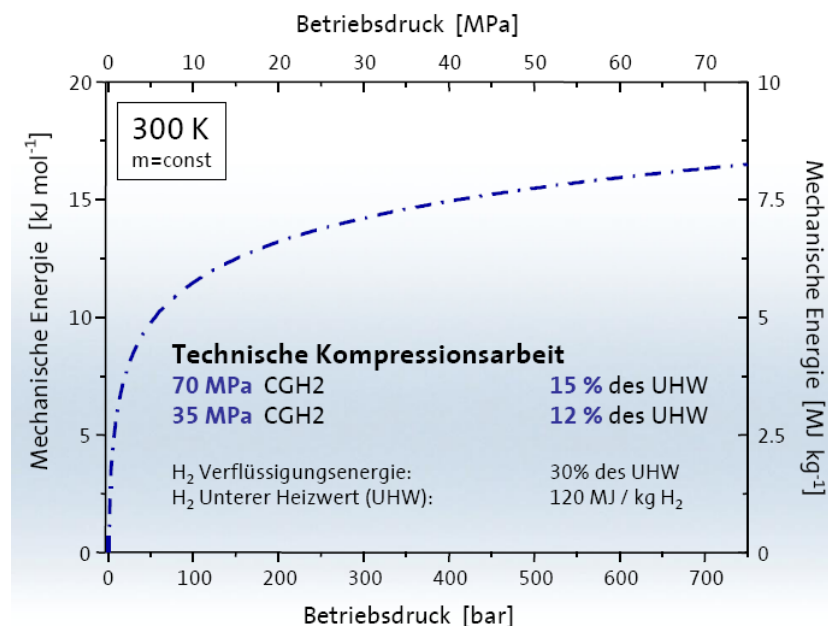


Abbildung 5-118 Technische Kompressionsarbeit bei Wasserstoff [HeEb07]

5.7.2.3.2 DRUCKSPEICHER

Je nach Verbraucher für die dezentrale Nutzung des Wasserstoffs werden unterschiedliche Arten von Wasserstoffspeichern genutzt. Zur Speicherung von Druckwasserstoff werden neben den üblichen Stahlflaschen (so genannte Typ 1 Speicher) auch mit Kohlenstofffasern umwickelte Stahl- oder Aluminium-Behälter bzw. Kunststoffliner genutzt.

Volumenspeicher (<40 bar) sind Stahlbehälter unterschiedlicher Dimension, die stationär aufgestellt werden. Durchmesser reichen bis zu 3 m, Länge bzw. Höhe können 10 m und mehr erreichen und werden je nach Bedarf ausgelegt.

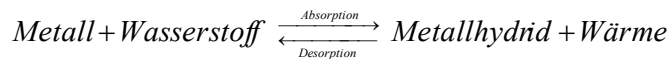
Bei den Druckgasspeichern werden die im Folgenden dargestellten Typen unterschieden:

- Typ 1-Speicher: Die nahtlosen Stahlflaschen können für unterschiedlichste Drücke eingesetzt werden. Handelsübliche Gasflaschen werden meist bei Drücken von 200 bis 300 bar eingesetzt. Bei 50 l-Flaschen erreicht man damit Wasserstoffvolumina von 8,83 bzw. 12,47 Nm³. Typ 1-Speicherbehälter werden bei entsprechender Auslegung aber auch mit höheren Drücken, z.B. 1.000 bar, eingesetzt. Einsatzmöglichkeiten der Flasche oder Bündel liegen bei stationären Verbrauchern, z.B. für die Hausenergieversorgung oder auch für die Versorgung/Lager im Material Handling.
- Typ 2 und Typ 3-Speicher: Hierbei ist ein Metallbehälter (Liner) mit Kohlenstofffasern umwickelt (Typ 2: teilweise umwickelt, Typ3: vollständig umwickelt). Diese werden bei Drücken bis 500 bar für den stationären oder mobilen Einsatz genutzt.
- Typ 4-Speicher: Die mit Kohlenstofffasern umwickelten Kunststoffliner werden bei Drücken von 350 bzw. 700 bar vorzugsweise in der Automobiltechnik eingesetzt. Bei 700 bar können sowohl hohe volumetrische als auch hohe gravimetrische Dichten erreicht werden (z.B. 1,84 kWh/kg bzw. 0,87 kWh/l) [EiK12].

Behälter des Typ 4 sind teurer als Stahlflaschen, dafür aber auch leichter und eignen sich so besonders für den mobilen Anwendungsbereich. Für 500 bar Typ 4-Systeme liegen die Preise zwischen 800 und 1.200 €/kg_{H₂}. Einzelne Stahlflaschen (200 bzw. 300 bar) kosten nur ca. 150 bis 200 €/kg. Hieraus aufgebaute Bündel liegen im Bereich von ca. 300 bis 350 €/kg_{H₂} [H2-s16].

5.7.2.3.3 METALL-HYDRID-SPEICHER

Metall-Hydrid-Speicher zählen zu den chemischen Wasserstoffspeichern. Viele elementare Metalle (Pd, Mg, La), intermetallische Verbindungen (ZrMn₂, LaNi₅, Mg₂Ni und ein- oder mehrphasige Legierungen (TiNi-Ti₂Ni, M-Mg₂Ni) sind in der Lage Wasserstoffatome zwischen ihren Metallatomen auf Zwischengitterplätzen einzulagern und in festen Metall-Wasserstoff-Verbindungen chemisch zu binden. Diese Absorption ist exotherm. Der Vorgang ist reversibel.



Unterschieden werden Niedertemperaturhydride (bis $T = 100\text{ °C}$), Mitteltemperaturhydride ($100\text{ °C} < T < 200\text{ °C}$) und Hochtemperaturhydride ($T > 200\text{ °C}$) [Buch82]. Im Bereich des PtG kommen am wahrscheinlichsten die Niedertemperaturhydride zum Einsatz. Hierbei reicht es oft, die entstehende – oder benötigte – Reaktionswärme über die Umgebungsluft zu- oder abzuführen.

Auch bei niedrigeren Drücken von ca. 30 bar kann Wasserstoff in Metallhydriden mit einer höheren volumetrischen Dichte als im gasförmigen oder im flüssigen Zustand gespeichert werden, wodurch zusätzlicher Energiebedarf für die Verdichtung vermieden und der notwendige Platzbedarf deutlich reduziert wird. Die geringere gravimetrische Speicherdichte stellt bei stationären Systemen keinen Nachteil dar, ist aber im mobilen Bereich eher hinderlich. Größter Nachteil der Niedertemperatur-Metallhydrid-Systeme sind die relativ teuren Legierungsbestandteile wie Palladium, Titan, Vanadium, Nickel oder Zirkon. Kleine Metallhydridspeicher mit Kapazitäten von 600 NI bis 1.000 NI erreichen Preise von knapp 20.000 €/kg_{H₂} [Meta08] und werden daher bei nachfolgenden Berechnungen nicht berücksichtigt.

5.7.2.4 DEZENTRALE NUTZUNGSMÖGLICHKEITEN

Aktuell gibt es außer im Bereich Stromversorgung (APU, USV) keine Standardanwendungen zur Nutzung von dezentral hergestelltem Wasserstoff. Es bieten sich jedoch unterschiedlichste Bereiche für den Einsatz von dezentral genutztem Wasserstoff an, die im Folgenden kurz vorgestellt werden.

5.7.2.4.1 STROMVERSORGUNG UND KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

In der Hausenergieversorgung gibt es bisher keine wasserstoffbasierten μ KWK-Anlagen, da die Infrastruktur nicht vorhanden ist. Dennoch gibt es einige BZ-KWK, bei denen Erdgas zunächst in einem Reformer in ein wasserstoffreiches Gas umgewandelt wird. Vaillant hatte im Projekt „icefuel“, abgeschätzt, dass 40 % der Technik (Reformer, Entschwefelung) wegfallen könnten, wenn H₂ als Brennstoff eingesetzt wird [TöLe14]. Somit würde die Anlage weniger kosten und der Wirkungsgrad steigen. Eine μ KWK-Anlage (bis ca. 1,5 kW Leistung) basierend auf Erdgas mit Reformertechnik kostet derzeit zwischen 15.000 € und 20.000 € [Init15]. Im größeren Bereich (>10 kW) werden H₂-BHKWs auf Verbrennungsmotorbasis angeboten. Hier ist mit Preisen von ca. 2.000 bis 2.500 €/kW (Stand 2015) zur rechnen. In Tabelle 5-47 sind beispielhaft die technischen Daten von zwei H₂-BHKW aufgeführt.

Tabelle 5-47 Motorbetriebene KWK-Anlagen mit Wasserstoff [Grew13]

Wasserstoff BHKW der Firma 2g	agenitor 306	agenitor 312
Elektrische Leistung [kW]	80 – 120	250 – 360
Elektrischer Wirkungsgrad [%]	34 – 37	35 – 39
Thermische Leistung [kW]	95 – 140	285 – 390
Thermischer Wirkungsgrad [%]	41 – 43	40 – 42

Die japanische Firma Toshiba setzt mit dem Toshiba H2One System ein wasserstoffbetriebenes BZ-KWK-System ein. Dieses System ist im Rahmen von Projekten installiert, bei denen der Wasserstoff mit Hilfe eines Elektrolyseurs hergestellt wird. Der benötigte Strom wird dabei regenerativ mit Hilfe einer Photovoltaikanlage produziert. Die Leistungen der Brennstoffzellen variieren von 54 kW bei der Anlage in Nagasaki und 3,5 kW bei einer Anlage in Kawasaki. Auch die Art der Wasserstoffspeicherung unterscheidet sich. In Nagasaki wird ein neues Metallhydrid eingesetzt (k. A. zur Kapazität), während in Kawasaki ein 8 bar-Tank mit 270 Nm³ Wasserstoff eingesetzt wird [Tosh15]. Angaben zu Preisen von H₂-basierten KWK-Anlagen liegen nicht vor.

Zur Notstromversorgung werden schon heute Brennstoffzellensysteme genutzt. So setzt die Bahnbaugruppe PEM-BZ-Systeme der Firma Proton Motor mit Leistungen von 20, 40 und 80 kW ein [Dbba16]. Der benötigte Wasserstoff wird über ein Stahlflaschenlager oder einen Wasserstoffgroßtank zur Verfügung gestellt. Proton Motor gibt für sein Modul S5 mit einer nominalen Leistung von 6 kW einen Wirkungsgrad von 52 % an, das Modul S25 erreicht einen Wirkungsgrad von 51 % bei einer Leistung von 25 kW.

5.7.2.4.2 MATERIAL HANDLING/FÖRDERTECHNIK/FLURFÖRDERZEUGE

Der Bereich Material Handling wurde schon von NIP/NOW als Early Market für Brennstoffzellen identifiziert [Axth15]. Viele Fahrzeuge aus diesem Bereich sind schon elektrisch angetrieben (Blei-Säure-Speicher), so dass nicht das gesamte Produkt neu entwickelt werden muss, sondern nur eine Anpassung an die BZ-Technik erfolgt. Hierbei wird das eingesetzte Blei-Säure-Batteriepaket herausgenommen und in den nun freiwerdenden Bauraum werden der H₂-Speicher und die Brennstoffzelle eingesetzt. Zur Abdeckung kurzfristig benötigter Spitzenleistung werden diese meist mit zusätzlichen Akkus oder Supercaps ergänzt. Je nach Fahrzeugaufbau sind Änderungen nötig, um eine ausreichende Belüftung oder Wärmeabfuhr zu gewährleisten.

Elektrische Gabelstapler kommen hauptsächlich im Indoor-Bereich zum Einsatz oder dort, wo Mensch oder Material vor Emissionen und Lärm geschützt werden müssen. Ein weiterer Grund für den Einsatz von Batterie- oder BZ-Staplern ist die Verbesserung der Ökobilanz von Produkten während der Herstellungsphase.

Bisher ist der Einsatz von BZ-Staplern in Deutschland nur in Forschungsprojekten untersucht worden. Im Rahmen des Projektes H2IntraDrive [GüMi15] wurden im BMW-Werk in Leipzig zur Produktion des BMW i3 fünf Stapler und 4 Routenzugschlepper der Firma Linde eingesetzt, die jeweils mit einer Brennstoffzelle und zusätzlich für die Spitzenlast mit Li-Ionen-Akkus versehen waren. Der benötigte Wasserstoff wurde mit 200 bar angeliefert und für die Fahrzeuge auf 350 bar komprimiert. Zur Befüllung der Stapler wurde eine Indoor-Anlage installiert.

Im Mercedes-Werk in Düsseldorf wurden zwei Stapler der Firma Linde eingesetzt. Die eingebauten Brennstoffzellen von der Firma Plug Power liefern 10-12 kW Dauerleistung. Der Wasserstoffdruck liegt hier ebenfalls bei 350 bar für die Fahrzeuge, die Anlieferung erfolgt mit 200 bar, die Betankungsstation ist aber im Freien angesiedelt [Radt15].

Auch Schlepper für den Vorfeldeinsatz bzw. die Gepäckabfertigung an Flughäfen gehören in den Bereich Material Handling. Die Firma Mulag testete mit dem Comet3 FC ein entsprechendes Fahrzeug [Mula11]. Die Brennstoffzelleneinheit wurde von H2Logic geliefert. Das Antriebskonzept bestand aus einer 10 kW PEM-BZ, einer Batterie und einem 20 kW 3-Phasen-Asynchronmotor. Der Wasserstofftank fasste 1,6 kg H₂ mit einem Druck von 350 bar. Bei einer Weiterentwicklung wurde ein zweiter Tank eingebaut, so dass 3,2 kg H₂ mit 350 bar gespeichert werden können, die für ca. 1,5 Schichten ausreichen. Das Fahrzeug basiert auf einem 80 V System. Die Brennstoffzellen werden nach dem Ausstieg von H2 Logic von der Firma Dantherm geliefert und haben eine Leistung von 12-15 kW. Weitere technische Daten bzgl. BZ-Wirkungsgrad und Batteriekapazität liegen nicht vor.



Abbildung 5-119 Brennstoffzellen-Schlepper [Mula11]

Weitere Projekte mit BZ-Flurförderzeugen werden in der Broschüre [HuCo13] vorgestellt. In den USA sind schon seit einigen Jahren kommerzielle FC-Flurförderfahrzeuge im Einsatz [Mcco10], so dass hier viele Erfahrungen gesammelt werden konnten. Folgende Tabelle listet die Vor- und Nachteile von Brennstoffzellenflurförderzeugen auf:

Tabelle 5-48 Pro und Contra BZ-MH-Fahrzeuge

Pro	Contra
Keine Ersatzbatterien/Austauschbatterien (Platz, Kosten)	H ₂ -Infrastrukturen nötig
Kurze Ladezeit (3-5 min anstatt ca. 3-5 h)	FC-Stapler 2 bis 3 mal teurer
Kein Umgang mit gesundheitsschädlichen Stoffen (Säure)	Vorbehalte im Umgang mit H ₂
Kein umständlicher Batterieaustausch (spez. Mitarbeiter)	Druckgastechnologie
Keine spez. Mitarbeiter für Betankung nötig	
Auch bei Frost ohne Leistungseinbußen einsetzbar	
Konstante Leistung bis Tank leer ist	

Bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen für den Einsatz von Brennstoffzellen-Flurförderzeugen im MH wird auch immer die Infrastruktur mit betrachtet, da sie einen großen Anteil an den Investitions- aber auch Wartungskosten hat. Das bedeutet, dass sowohl die Investitionskosten und laufenden Kosten für die Fahrzeuge bekannt sein müssen, wie auch die Kosten für die Betankungsstation, die Wasserstoffspeicherung aber auch Kosten für den Platzbedarf etc. Ausführliche Betrachtungen können im Rahmen dieses Berichtes nicht durchgeführt werden. Diverse Untersuchungen zeigen aber, dass insbesondere bei größeren Flotten (Amortisation der Infrastruktur) und insbesondere bei Mehrschichtbetrieb (geringerer Zeitbedarf für Betankung) wasserstoffbetriebene BZ-Flurförderzeuge wirtschaftlich vorteilhaft sind. [LaGS13], [GüMi15], [Lbst13]

5.7.2.4.3 SCHIFFFAHRT

Auch der Bereich der Schifffahrt eignet sich prinzipiell für die dezentrale Nutzung des regenerativ erzeugten Wasserstoffs. Denkbar sind hier z. B. Ausflugsschiffe auf Seen und Flüssen, die an zentralen Anlegestellen mit Wasserstoff versorgt werden können.

Beispiel hierfür ist z. B. die „Alsterwasser“ ein Ausflugsschiff in Hamburg, das im Rahmen des Projektes Zemships entwickelt wurde [Zem/10]. Das Schiff ist mit 2 Brennstoffzellen a 50 kW ($\eta > 50\%$) der Firma Proton Motor ausgestattet und kann ca. 50 kg H₂ bei einem Druck von 350 bar speichern. Zusätzlich sind als Puffer Blei-Gel-Batterien installiert. Die „Alsterwasser“ kann 100 Passagiere aufnehmen. Das Schiff ist immer noch funktionsfähig, liegt aber seit 2014 still, da die benötigte Wasserstofftankstelle abgebaut wurde.



Abbildung 5-120 Alsterwasser, Hamburg [Hydr14]

Ein weiteres Beispiel für ein BZ-Schiff ist die „Nemo“, die die Grachten in Amsterdam befahren hat. Dieses Schiff ist mit einer 65 kW BZ sowie einer 40 kWh Batterie ausgestattet. Der Wasserstofftank fasst 24 (andere Quelle 40) kg H₂ bei einem Druck von 350 bar. Es können 89 Passagiere an Bord gehen.[Love16]



Abbildung 5-121 NEMO H2, Amsterdam [Swzo16]

Ebenso denkbar ist der Einsatz von Brennstoffzellen in Sportbooten und Motoryachten. Die benötigte Wasserstoff-Infrastruktur kann zentral im Hafen bereitgestellt werden. Zudem liegen viele Häfen in windexponierten Lagen, so dass sich eine Kombination von Windenergie und Wasserstoffproduktion anbietet. Zusätzlich zur Treibstoffversorgung der Boote, könnte der Wasserstoff für die Infrastruktur des Hafens (Büro, Restauration, Stromversorgung) genutzt werden.

Ein Beispiel für den Einsatz von Brennstoffzellen in Sportbooten ist zum Beispiel das Sportboot COBALT 233 ZET, das von der Firma Zebotec 2007 gebaut wurde. Das Boot erreichte mit einer 50 kW BZ und zusätzlichen Batterien für die Spitzenleistung Geschwindigkeiten von bis zu 40 km/h. Der Wasserstoff wurde in 3 Tanks mit 350 bar gespeichert [EiKl12]. Ein weiteres Beispiel ist die Riviera 600 HP auf dem Traunsee, die 2009 von Fronius, Frauscher und Bitter gebaut wurde. Hier wurde eine Brennstoffzelle mit einer Leistung von 4,5 kW und 100 Ah-Batterien eingesetzt. Mit dem elektrischen Motor wird eine Geschwindigkeit von ca. 9 km/h erreicht. Es wurden 0,7 kg Wasserstoff mit einem Druck von 350 bar gespeichert.

Das Potenzial für elektrische Antriebe in der kommerziellen Binnenschifffahrt zur Emissionsminderung wird derzeit ebenfalls untersucht. Ein Beispiel hierfür ist das aktuelle Demonstrationsprojekt e4ships/Rivercell/ELEKTRA [Tube16]. Hierbei sollen regionale Wassertransporte mittels Batterie-

elektrischem Schubschiff realisiert werden und für überregionale Wassertransporte die Reichweite durch Range Extender Technologien auf Brennstoffzellen-Basis erhöht werden[HoML16].

Da alle oben dargestellten BZ-Schiffe und -Boote reine Forschungsprojekte sind, liegen keinerlei Angaben zu Kosten vor.

5.7.2.4.4 FAHRZEUGFLOTTEN

Elektrische betriebene Spezialfahrzeuge eignen sich in besonderer Weise dort, wo Emissionen und/oder Lärm vermieden werden sollen. Zu nennen sind hier z.B. Parks, Naturschutzgebiete, aber auch Friedhöfe oder Fußgängerzonen, in denen zur Bearbeitung und Reinigung – z.B. zur Bewässerung oder Wegepflege – regelmäßig Fahrzeuge eingesetzt werden. Diese Fahrzeuge haben meist einen zentralen Standort, der für die nötige Infrastruktur genutzt werden kann. Zudem finden hier meist Spezialfahrzeuge Anwendung, so dass sich erforderliche Umbauten für den Einbau von BZ-Systemen leichter realisieren lassen. Einige solcher Spezialfahrzeuge fahren schon heute mit elektrischem Antrieb, der über Batterien gespeist wird. Der technische Nutzen und die Wirtschaftlichkeit von BZ-Systemen muss jedoch im Einzelfall nachgeprüft werden (Laufzeiten, Strecken etc.).



Abbildung 5-122 Beispiele für Spezialfahrzeuge [Schm16], [Rsko16]

Ein Beispiel für eine BZ-betriebene Straßenkehrmaschine ist der „CityCat H2“ (siehe hy.muve), der als Demonstrationsobjekt in der Schweiz getestet wurde. Hierbei wurde eine Dieseltreibene Kehrmaschine (55 kW-Motor) 2009 umgebaut, so dass eine 20 kW-BZ, eine 12 kWh LiPo-Batterie sowie der der Wasserstofftank mit einer Kapazität von 7,5 kg H₂ bei 350 bar integriert werden konnten. [Schl09]



Abbildung 5-123 CityCat, Basel [Hagm10]

Insbesondere im kommunalen Bereich können sich durch weitere Fahrzeuge entweder der Stadt oder auch externer Dienstleister (Paketzusteller, Pflegedienste etc.), erhebliche Synergieeffekte bei den Kosten der notwendigen Infrastruktur ergeben. Denkbar sind hier z.B. städtische Dienstfahrzeuge mit durchschnittlichen Laufleistungen von mehr als 150 km pro Tag. Der Batterie-elektrische Antrieb wäre hier nachteilig aufgrund der geringeren Reichweite und der langen Ladezeiten.

Eine wirtschaftliche Betrachtung für diese Art Spezial- und Kommunalfahrzeuge ist im Rahmen des Projektes auf Grund fehlender Daten nicht möglich.

5.7.2.5 WETTBEWERBS-TECHNOLOGIEN

Im Bereich der dezentralen Nutzung von Wasserstoff ist die Batterietechnik eine starke Wettbewerbstechnologie, die sich in den letzten Jahren durch den Einsatz von Lithium-Ionen-Batterien stark weiterentwickelt hat.

Für Li-Ionen-Batterien liegen die gravimetrischen Energiedichten im Bereich von 70 bis 250 Wh/kg und die volumetrischen Energiedichten von 160 bis 500 Wh/l. [Batt16, GSCS16, KuDi15, Tech14, Vde15].

Insbesondere die Zyklenfestigkeit hat sich gegenüber den Angaben aus dem Steckbrief von 2014 erhöht. Einige Firmen erreichen bei ihren Produkten laut Angabe in den Datenblättern bis zu 7.000, 8.000 bzw. 15.000 Zyklen. [Akas14], [Corv16], [Lecl16]

Zudem wird Batterietechnologie zunehmend im Bereich der Energie-Speicher-Systeme in Kombination mit Photovoltaik und Windkraft eingesetzt [Inva17, Iren15]. 40-ft-Batteriecontainer erreichen hierbei Speicherkapazitäten zwischen 2 MWh bis hin zu 9,1 MWh [Adst16, Lgch16, Sams17]. Die Kosten liegen aktuell zwischen 500 und 1.000 €/kWh.

5.7.3 ERGEBNISSE

Zur quantitativen Betrachtung der dezentralen Herstellung und Nutzung von Wasserstoff wurde ein Excel-Tool erstellt, mit dem das Verhältnis zwischen Stromangebot aus regenerativer Energie im Verhältnis zur potenziellen dezentralen Anwendung quantifiziert wird. Es können Größenordnungen für PV/Windkraft-Anlagen, Strombedarf, Wasserstoffverbrauch, Speichergrößen etc. in Abhängigkeit von der Nutzungsart bestimmt werden. Zum anderen kann aus dem Angebot der regenerativen Energie der Deckungsgrad für die Nutzung in unterschiedlichen Anwendungen ermittelt werden. Idealerweise basieren entsprechende Rechnungen sowohl auf zeitaufgelösten Angebots- und Lastprofilen, was sich jedoch innerhalb des Projektes in dieser Detailtiefe nicht durchführen ließ. Im Vordergrund steht hier eine Abschätzung, in wie weit dezentrale Wasserstoffherstellung und -nutzung prinzipiell möglich und sinnvoll ist.

5.7.3.1 POTENZIALE

Einfamilienhaus

In einem ersten Szenario soll ein typisches Einfamilienhaus betrachtet werden, bei dem folgende Komponenten zum Einsatz kommen:

Tabelle 5-49 Szenario Einfamilienhaus

PV-Anlage	ca. 900 kWh/kWp Jahresleistung
Elektrolyseur	$\eta = 55\%$
BZ	$\eta = 50\%$
Batterie inkl. Umrichter	$\eta = 85\%$

Die Jahresstromproduktion der PV-Anlage wird aus gemittelten Daten kalkuliert und kann für NRW und eine optimale Ausrichtung der Anlage mit einem Ertrag von 850 bis 900 kWh/kW_p und Jahr angenommen werden. Rein rechnerisch kann somit mit einer 5 kW_p-Anlage der Stromverbrauch einer 4-köpfigen Familie von durchschnittlich 4.500 kWh im Jahr gedeckt werden.

Soll bedingt durch Fluktuation und zeitverschobene Angebots- und Nachfragesituation ein Teil des Stroms gespeichert werden, erhöht sich die benötigte PV-Leistung auf Grund von Umwandlungsverlusten. Unter Einbeziehung der oben aufgelisteten Wirkungsgrade ergeben sich die in Abbildung 5-115 gezeigten benötigten PV-Leistungen um den Jahresstrombedarf eines 4-Personenhaushalts zu gewährleisten. Setzt man je kW_p eine benötigte Dachfläche von 7 bis 10 m² an, ist ab einem Anteil von ca. 60 % direkt genutztem Strom die Versorgung mit Wasserstoffsystemen trotz limitierter Fläche möglich.

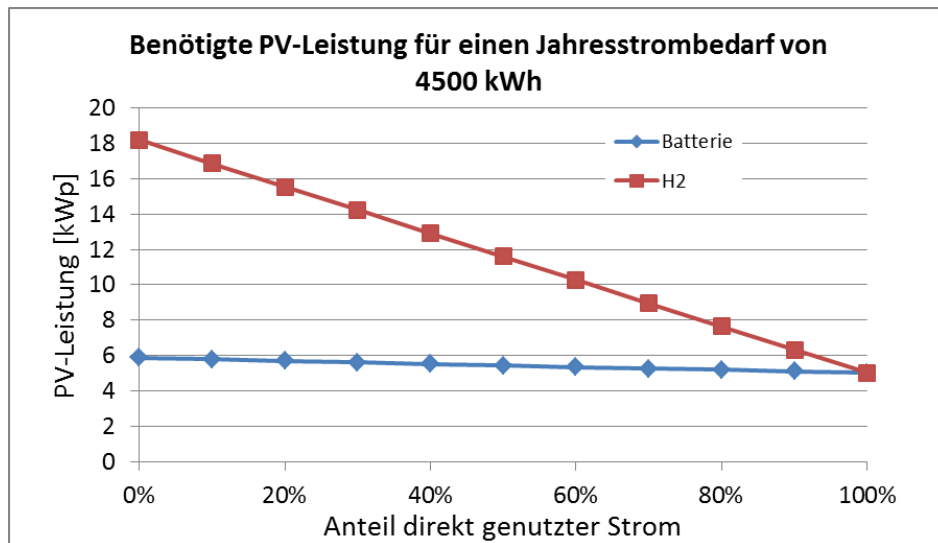


Abbildung 5-124 Benötigte PV-Leistung in Abhängigkeit vom Anteil direkt genutztem Strom

Für die Energiespeicherung für 1 bis 3 Tage ist die Batterie im Hausbereich eine sinnvolle und schon heutzutage kommerziell genutzte Option. Langfristige Wasserstoffspeicherung ist vom Platzbedarf nur möglich, wenn über die vom Elektrolyseur vorgegebenen 30 bar komprimiert wird. Für die sichere Versorgung über 30 Tage müssten ca. 145 Nm³ H₂ gespeichert werden, das entspräche einem 18er-Gasflaschenbündel bei 200 bar mit den Maßen 2 m x 1,5 m x 0,77 m (H x B x T). Allerdings liegt dann eine sehr komplexe und teure Anlage vor (Elektrolyseur, Kompressor, Speicher, BZ mit Hilfsaggregaten), deren Platzbedarf das Angebot in den meisten Häusern überschreiten wird.

Im 1-2 Familienhaus ist daher der Einsatz von Power-to-Gas eher unwahrscheinlich. Die Entlastung der Stromnetze wird hier eher mit anderen Speichertechniken erfolgen. Mit der zu erwartenden Preissenkung im Batteriebereich werden diese auch wirtschaftlich einsetzbar sein. Bei der saisonalen Speicherung, die mit Batterietechnik nicht möglich ist, wird im 1-2 Familienhaus aus Platzgründen und auf Grund der Anlagenkomplexität der Einsatz von dezentral genutztem Wasserstoff ebenfalls als eher unwahrscheinlich eingestuft.

Aussichtsreicher ist die dezentrale Wasserstoffproduktion und Nutzung, wenn mehrere Häuser zu Siedlungsbereichen zusammengefasst werden. Zwar sollte auch hier eine ausreichend große PV-Fläche zur Stromerzeugung zur Verfügung stehen, denkbar ist aber eine Ergänzung durch eine Windkraftanlage. Siedlungen haben den Vorteil, dass aufgrund unterschiedlicher Verbrauchsprofile die Spitzen der Lastprofile geringer ausfallen. Dies ermöglicht kleinere Speicher bei gleichbleibend hohem Versorgungsgrad. Zudem wirkt sich die Anlagengröße positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus.

Gewerbebetriebe und Gewerbegebiet

Der Einsatz in Gewerbegebieten bietet andere Möglichkeiten als im Wohngebiet. Zum einen sind die Platzverhältnisse hier anders als beim Wohnhaus, so dass z.B. auch großvolumige Speicher mit

geringeren Drücken (bis 40 bar) eingesetzt werden können (s. Abbildung 5-125). Zudem kann hier der Einsatz von Kompressoren zum einen dazu beitragen den Platzbedarf für die Speicherung zu verringern und gleichzeitig den benötigten Druckwasserstoff für z. B. mobile Anwendungen zu liefern. Je nach Lage und Größe der Gewerbegebiete stehen meist auch entsprechend große Dachflächen für die Nutzung von Photovoltaik zur Verfügung und auch der Einsatz von Windkraftanlagen ist möglich.



Abbildung 5-125 Wasserstoff-Lagertanks (Foto: Linde)

Zur Verdeutlichung der Dimensionen wird im Folgenden das Beispiel eines Gewerbegebietes mit einem produzierenden Betrieb, einem Supermarkt aus dem Lebensmittelbereich sowie aus dem Non-Food-Bereich betrachtet.³⁴ Weiterhin werden 3 Stapler mit 10 kW Leistung eingesetzt. Die Zahlenwerte sind angelehnt an [Deut08b, GüMi15, Stat17a, Stat17b].

Tabelle 5-50 Annahmen für ein Beispiel-Gewerbegebiet

Lebensmittel-Supermarkt Fläche	m ²	5000
Lebensmittel-Supermarkt Stromverbrauch	kWh/m ² /a	331
Non-Food-Markt Fläche	m ²	2000
Non-Food-Markt Stromverbrauch	kWh/m ² /a	115
Schreinerei Mitarbeiter	n	10
Schreinerei Stromverbrauch	kWh/MA/a	3000
Stapler Leistung	kW	10
Staplereinsatz Stunden / Jahr	h/a	2000
Anzahl Geräte		3
Gesamtenergiebedarf	kWh	1.975.000

³⁴ Durch die Wahl der Betriebe sind unterschiedliche Energieverbräuche berücksichtigt. Größere Gewerbegebiete können entsprechend skaliert werden.

Nimmt man auch hier die Wirkungsgrade aus Tabelle 5-49 ergänzt um den Verdichterwirkungsgrad $\eta_{\text{Verd}} = 90\%$ an, ergibt sich für das Wasserstoffsystem ein Bedarf von ca. 8000 MWh pro Jahr an regenerativ erzeugtem Strom, beim Batteriesystem ergeben sich ca. 2300 MWh pro Jahr. Sollte die Speicherung des Stroms bzw. des Wasserstoffs in Containersystemen [Ems17, Sams17] erfolgen, wären für den Batterieeinsatz aufgrund der geringeren volumetrischen Energiedichte im Vergleich zur Wasserstoffspeicherung jedoch mehr als 3 mal so viele 40'-Container notwendig (z.B. 6,5 Batterie-Container im Gegensatz zu 2 H₂-Container zur Bedarfsabdeckung für 7 Tage). Unter der Voraussetzung, dass ein Teil des regenerativ erzeugten Stromes direkt genutzt wird, reduziert sich der Speicherbedarf (analog Abbildung 5-124).

Andere denkbare Szenarien ergeben sich, indem z.B. Großlager von Automobilfirmen oder auch Logistikzentren mit Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff mit regenerativen Energien ausgestattet werden. Beispielsweise umfasst das Logistikzentrum von Amazon in Rheinberg eine Fläche von 110.000 m² [Amaz17]. Unter der Voraussetzung, dass ca. 75% der Fläche für Stromerzeugung mittels Photovoltaik genutzt werden können, wäre es möglich ca. 100 Flurförderzeuge mit einer Leistung von ca. 10 kW und 2000 Einsatzstunden im Jahr mit Wasserstoff zu versorgen.

Schifffahrt

Die Energieverbräuche in der Binnenschifffahrt hängen stark vom Schiffstyp und der Transportrelation ab. Typische Leistungsklassen reichen hier von 100 bis 400 kW für den Typ Karl Vortisch (Länge 38 – 41, s. Abbildung 5-126) bis hin zu 600 bis 2500 kW für den GMS³⁵-Typ (bis 135 m Länge, s. Abbildung 5-127). Zudem wirkt sich die Strömung der Wasserwege auf den Leistungsbedarf bzw. den Energieverbrauch aus.



Abbildung 5-126 Peniche, Schiffstyp Karl-Vortische (Bild: de.wikibuff.info)

³⁵ GMS: Großmotorschiff



Abbildung 5-127 GMS-Schiff Baden-Württemberg [Dst16]

In Abbildung 5-128 ist das Lastprofil eines Großmotorschiffes (Länge 100 m) für die Strecke Duisburg-Antwerpen dargestellt, die unter anderem über den strömungsstarken Niederrhein führt. Deutlich ist hier der Unterschied zwischen Berg- und Talfahrt zu erkennen. Stromabwärts ergibt sich ein Energiebedarf von ca. 3.200 kWh am Propeller; stromaufwärts wird dagegen mit ca. 13.300 kWh mehr als die 4-fache Energie benötigt. [Dst16]

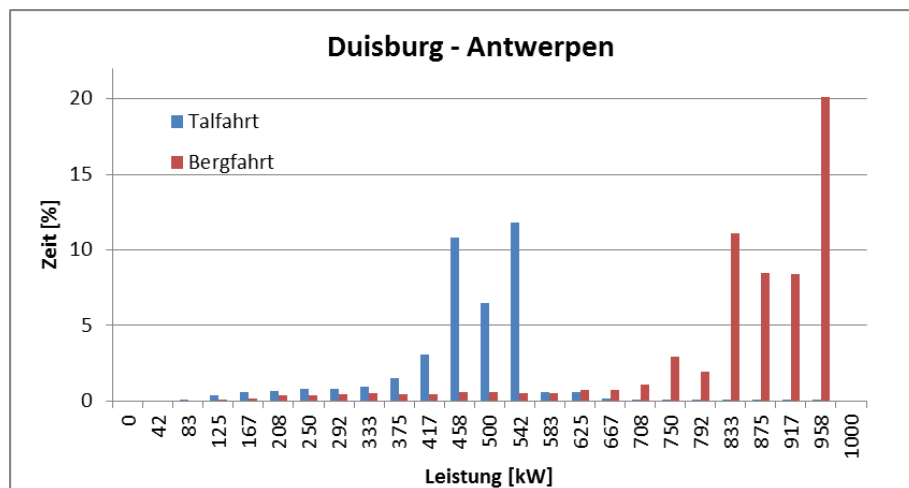


Abbildung 5-128 Lastprofilbeispiel für ein Großmotorschiff auf der Strecke Duisburg – Antwerpen

Zum Vergleich ist in Abbildung 5-129 das Lastprofil eines Koppelverbandes mit zwei Leichtern (Länge 186 m) für die Pendelstrecke Dortmund – Duisburg dargestellt. Da in diesem Fall im Wesentlichen Kanäle befahren werden ist kaum ein Unterschied im Leistungsbedarf für den Hin- und Rückweg zu erkennen. Der Gesamtenergiebedarf am Propeller für einen Umlauf beläuft sich in diesem Beispiel auf ca. 2.200 kWh. [Dst16]

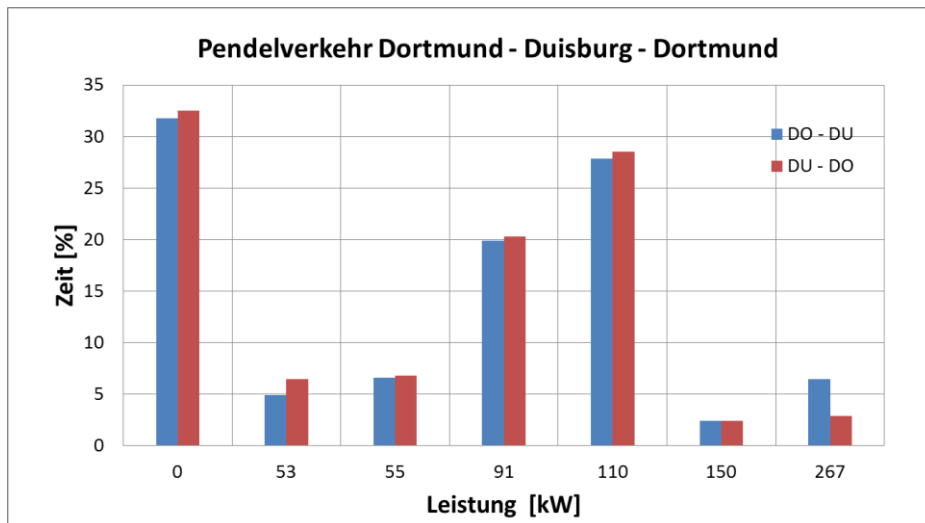


Abbildung 5-129 Lastprofilbeispiel für einen Koppelverband auf der Strecke Dortmund – Duisburg

Bei Einsatz von wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen ergäben sich unter Berücksichtigung eines Brennstoffzellenwirkungsgrades von $\eta = 50\%$ sowie eines Wirkungsgrades von $\eta = 90\%$ für den Elektromotor Wasserstoffbedarfe von 1.100 kg H₂ im ersten Fall und 146 kg H₂ im zweiten Beispiel.

Unter der Annahme von 52 Ruhetagen im Jahr, einem Elektrolysewirkungsgrad von 55 % sowie einem Verdichterwirkungsgrad von 90 % wären entsprechend 12,7 MWh bzw. 2,7 MWh Strom im Jahr zur Wasserstoffversorgung jeweils eines Schiffes in den oben genannten Beispielen notwendig.

Mit der Annahme, dass ca. 20 % des maximal erreichbaren Jahresertrages eines Windrades im Binnenland an Strom produziert werden, müssten im ersten Beispiel Windkraftträder mit einer Leistung von insgesamt ca. 8.700 kW bereitgestellt werden, im zweiten Fall ein Windrad mit ca. 1.500 kW. Für eine Bunkerstation, bei der täglich 2 Schiffe jeweils ca. 1.000 kg Wasserstoff bunkern würden (1.000 kg H₂ entsprechen z. B. einem 40'-Container mit 500 bar [Ems17]), müsste die entsprechende Wasserstoffmenge von 2000 kg innerhalb von 24 h erzeugt werden. Hierfür wäre eine Windradleistung von mindestens 5,6 MW bei Nennleistung nötig. Bei Ertragsraten von ca. 20 % wäre eine installierte Leistung von ca. 28 MW nötig (Windpark mit 9 bis 10 Windrädern mit je 3 MW Nennleistung).

Unter dem Gesichtspunkt der dezentralen Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff sind im Bereich der Schifffahrt kleinere Einheiten (Fähren, Ausflugsschiff, etc.) ein weiteres potenzielles Einsatzgebiet. Mit Hilfe eines 1 MW-Windkrafttrades könnten ca. 4 bis 5 Schiffe, die den Bedingungen der „Alsterwasser“ entsprechen, 250 Tage im Jahr betrieben werden.

5.7.3.2 WIRTSCHAFTLICHE BEISPIELRECHNUNGEN

1. Energiesystem bestehend aus PV-Dach, Elektrolyse und KWK

Bei einem System mit Batteriespeicherung werden neben der PV-Anlage und den Batteriebänken nur entsprechende Umrichter und Laderegler benötigt. Bei der H₂-Speicherung dagegen kommt zur PV-Anlage zunächst der Elektrolyseur mit entsprechender H₂-Trocknung dazu, sowie der H₂-Speicher (max. 30 bar). Die Rückverstromung findet dann entweder in einer Brennstoffzelle oder mit Hilfe eines Motors und Generators statt. Auch hier werden entsprechende Umrichter benötigt. Positiv ist hier die gleichzeitige Wärmeauskopplung zur Warm- bzw. Heizwasserbereitung. Die Komplexität der Anlage wird jedoch durch die notwendigen Wasserkreisläufe erhöht.

Der Vergleich zwischen Wasserstoff- und Batteriesystem (Tabelle 5-51) ergibt fast doppelt so hohe Investitionskosten für ein H₂-System. Mit den in Kapitel 5.7.3.1 durchgeführten Überlegungen und unter Berücksichtigung der Systemkomplexität und den Preisstrukturen ist aus derzeitiger Sicht der Einsatz von H₂-BZ-Systemen im Bereich 1-2-Familienhaus nicht sinnvoll.

Tabelle 5-51 Kostenvergleich zwischen Wasserstoff- und Batteriesystem

	Einheit	H ₂	Batterie
PV-Anlage	kWp	20	6
Preis	€/kW	3.000	3.000
Batterie	kWh	0	24
Preis	€/kWh	500	700
Umrichter	n	1	2
Preis	€/kW	100	100
Elektrolyseur	kW	2	0
Preis	€/kW	1.500	1.500
Speicher	Nm ³	16	0
Preis	€/Nm ³	20	20
BZ	kW	1	0
Preis	€/kW	5.000	5.000
Gesamt	€	68.420	35.000

2. Stapler-System

Die wirtschaftliche Betrachtung von H₂-betriebenen Förderfahrzeugen wurde in verschiedenen Projekten durchgeführt [GüMi15, LaGS13, Mcco10, Rams13]. Die relativ komplexen Betrachtungen berücksichtigen sowohl unterschiedliche Flurförderfahrzeuge, Schichtbetriebe und Infrastrukturmodelle, sowie Lebensdauern, Wartungskosten etc. Diese Detailtiefe kann im Rahmen der Pfadbetrachtungen hier nicht durchgeführt werden, daher werden die Ergebnisse der durchgeführten Projekte erläutert. Wichtig bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von Flurförderzeugen ist die Analyse

der Einsatzbedingungen (z. B. Stunden pro Schicht), aber auch die Einbeziehung der Infrastruktur insbesondere beim Vergleich von BZ-Systemen mit Batterie-Systemen.

So ist die Wirtschaftlichkeit gegenüber batteriebetriebenen Fahrzeugen bei hohen Lohnkosten und hoher Produktivität (2-3 Schicht-Betrieb), sowie bei hohen Flächenkosten gegeben [Axth15], [GüMi15].

Brennstoffzellen-Fahrzeuge im Flurförderbereich werden in den USA vermehrt eingesetzt. Dies ist im Wesentlichen auf größere Lager mit 3-Schichtbetrieb zurückzuführen. Eine Bewertung der Kosten von Brennstoffzellen-Flurförderzeugen wurde vom NREL durchgeführt, bei der große Flotten im 2-3 Schichtbetrieb an 6-7 Tagen in der Woche angenommen wurden. In Abbildung 5-130 sind die Ergebnisse für unterschiedliche Klassen der Fahrzeuge dargestellt. In die Klasse I und II fallen unter anderem Gabelstapler, die Klasse III beinhaltet beispielsweise Schlepper. Für beide Szenarien konnte die Wirtschaftlichkeit der BZ-Fahrzeuge dargestellt werden. Zwar sind die Kosten für den Wasserstoff und die Wasserstoffinfrastruktur höher als bei den Batterie-Fahrzeugen, dafür sinken jedoch die Arbeitskosten und der benötigte Platz verringert sich. Damit decken sich die Ergebnisse mit [Axth15, GüMi15].

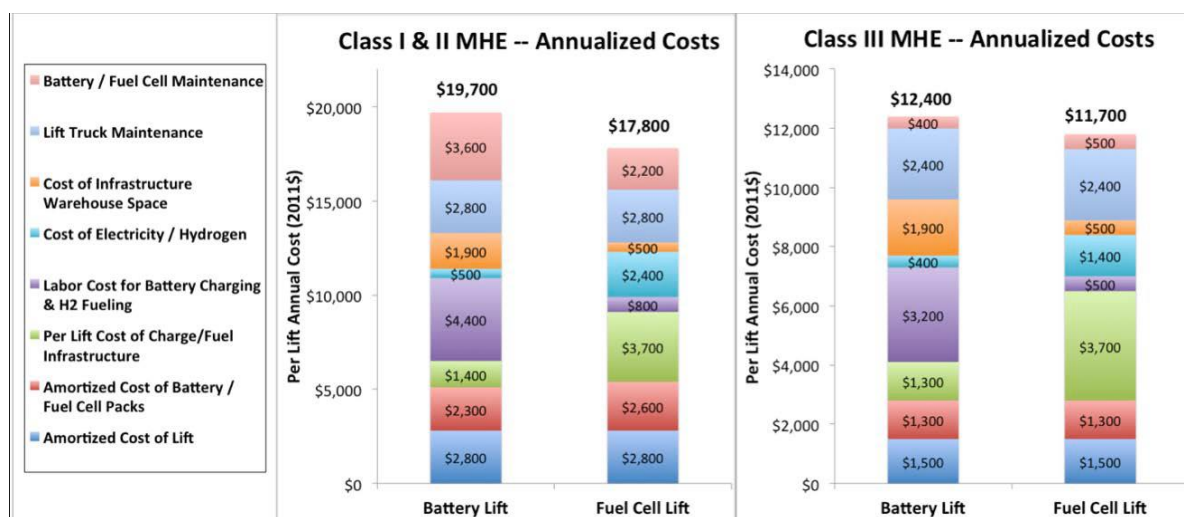


Abbildung 5-130 Gesamtbetriebskosten für Batterie- und BZ-Flurförderzeuge [Rams13]

Im Projekt HyLift-Demo [Lbst13] wurde ebenfalls eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchgeführt. Hierbei ergaben sich für Brennstoffzellensysteme gegenüber Batteriesystemen keine wirtschaftlichen Vorteile. Gleichzeitig wurde aber ein Vergleich mit Diesel-betriebenen Systemen durchgeführt. Hier hat das BZ-System auf Grund der geringeren Wartungs- und Energiekosten gegenüber dem Diesel Vorteile, sobald längere Betriebszeiten (3-Schichten) gefahren werden.

Zusammenfassend sind aber immer eine hohe Auslastung der Fahrzeuge durch Mehrschichtbetrieb und große Flotten (relativiert die Infrastrukturkosten) bei gleichzeitig hohen Personal- und Flächenkosten für den wirtschaftlichen Einsatz von BZ-Flurförderzeugen von Bedeutung.

5.7.3.3 EINSCHRÄNKUNGEN

Wirkungsgrad

Im Bereich der Nutzung von Wasserstoff gibt es wie bereits oben erläutert sehr unterschiedliche Anwendungen. Gemeinsam ist diesen Möglichkeiten, dass in diesen Bereichen die Batterietechnik eine ernst zu nehmende Wettbewerbstechnologie ist (analog dem Wettbewerb im PKW-Bereich). Abbildung 5-131 verdeutlicht den neben der Anlagenkomplexität größten Nachteil der Wasserstoffsysteme im Vergleich zu Batteriesystemen. Es sind die Wirkungsgrade für KWK-System (rosa), Stapler-Systeme (grau) und Stromversorgungssysteme (blau) dargestellt. Durch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff und zurück in Strom ergeben sich Wirkungsgrade von nur 19 bis ca. 30 % über die gesamte Umwandlungskette. Um für bestimmte Anwendungen die gleiche Abdeckung mit erneuerbaren Energien zu erreichen, müssen entsprechend größere Investitionen in PV-Anlagen bzw. Windkraftträder getätigt werden.

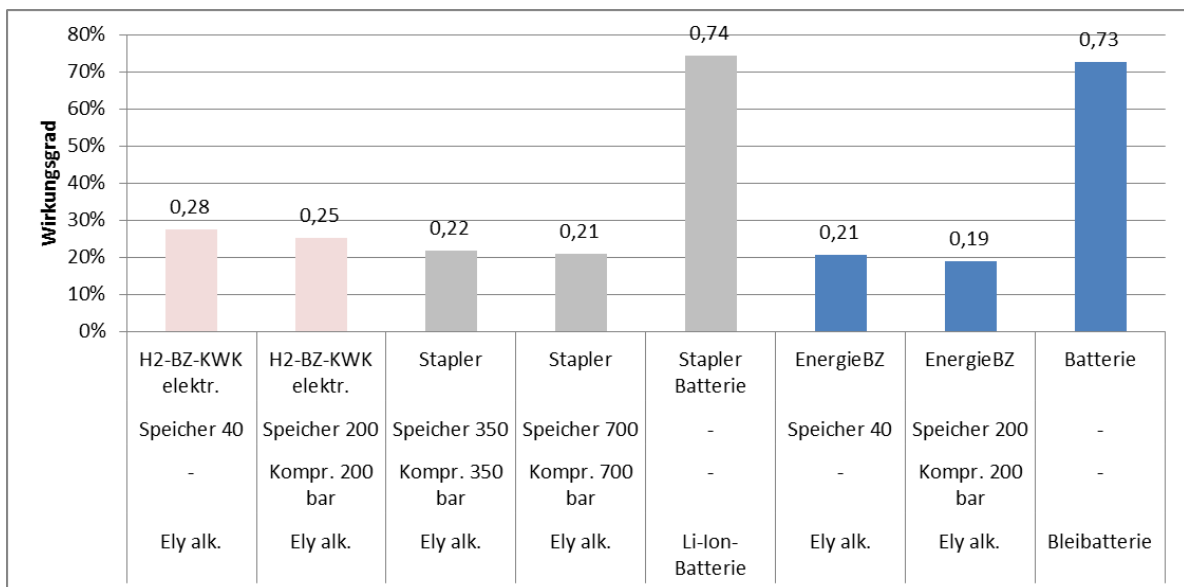


Abbildung 5-131 Vergleich von Wirkungsgraden für Beispielanwendungen

H₂-Systeme sind dann von Vorteil, wenn Batteriesysteme zu groß werden oder das Gewicht z. B. in mobilen Anwendungen eine Rolle spielt. Auch mögliche Reichweitenerhöhungen oder bessere Nutzungsdauern durch schnellere Ladezeiten (z. B. im Material Handling) können entsprechenden Zusatznutzen bringen. Die gleichzeitige Bereitstellung von Wärme verbessert die Systemeffizienz eines H₂-BZ-Systems und erweitert die Einsatzbereiche. Gerade im Hausenergiebereich müssten hierzu weitere Analysen durchgeführt werden, die die Gesamtsysteme inklusive Solarthermie und elektrischer Warmwasserbereitstellung betrachten.

5.7.3.4 RISIKEN UND NOTWENDIGE BEDINGUNGEN FÜR PFADAUSBAU

Alle betrachteten Nutzungsmöglichkeiten befinden sich bisher maximal im Entwicklungsstadium, nur Flurförderzeuge werden zumindest in den USA kommerziell eingesetzt. Ob sich die jeweiligen Techniken durchsetzen werden ist noch ungewiss, da auch Wettbewerbstechnologien weiterentwickelt werden.

Aus heutiger Sicht besteht insbesondere Entwicklungsbedarf hinsichtlich kostengünstiger Systeme sowohl im Elektrolyse- und Brennstoffzellenbereich als auch bei Verdichtern. Auch die Lebensdauern, Zyklenfestigkeiten sowie die Zuverlässigkeit der Systeme muss verbessert werden. Für den stationären Einsatz bis 300 bar sind herkömmliche Stahlflaschen als Wasserstoffspeicher gut geeignet und wirtschaftlich. Die Kosten für T3-bzw. T4-Speicher, die im mobilen Bereich oder bei 500 bar-Speicherung im Container genutzt werden, müssen gesenkt werden.

Im Folgenden werden noch einmal die Stärken, Schwächen, Risiken und Chancen der dezentralen Wasserstofferzeugung und -nutzung aufgeführt (SWOT-Analyse)³⁶.

Stärken

- Dezentrale H₂-Erzeugung und Nutzung entlastet die Stromnetze sowohl während Zeiten erhöhter Stromerzeugung als auch zu Zeiten erhöhten Bedarfs.
- H₂ ist für unterschiedlichste dezentrale Anwendungen einsetzbar, z.B. für Hausenergie, Mobilität/Schifffahrt und Stromversorgung.
- Langfristige Energiespeicherung (saisonale Speicherung) ist möglich.
- H₂-Technik trägt zu Emissionsminderung gegenüber konventionellen Kraftstoffen bei (z.B. Schifffahrt).
- Durch modulare Bauweise sind einfache Anpassungen an sich ändernde Anforderungen möglich, z. B. bei benötigter Leistungssteigerung und gleichbleibendem Energiebedarf.
- Gegenüber großtechnischen Anlagen für PtG sind Vorteile bzgl. Realisierung und Genehmigungsverfahren zu sehen.

Schwächen

- Der Wirkungsgrad der Gesamtkette, d. h. vom regenerativ erzeugtem Strom über die H₂-Erzeugung, Speicherung und Rückwandlung in Strom liegt nur im Bereich von 19 % bis 30 % und ist damit erheblich schlechter als bei Batterien (s. Abbildung 5-131).
- Die Systeme besitzen eine hohe Anlagenkomplexität bestehend aus Elektrolyseur, evtl. Verdichter, Speicher, Brennstoffzelle und diversen BoP-Komponenten.
- Die Produktreife der einzelnen Komponenten ist sehr unterschiedlich, teilweise sind die Komponenten nicht für die möglichen Anwendungen ausgelegt.

³⁶ SWOT: strength, weakness, opportunities, threats; deutsch: Stärken, Schwächen, Chancen, Risiken.

- Bei langfristiger/saisonaler Speicherung ergibt sich – unabhängig von der Speichertechnologie – ein großer Speicherplatzbedarf, was für dezentrale Anwendungen nur bedingt sinnvoll bzw. möglich ist.
- Die Wirtschaftlichkeit der Umwandlungskette von der regenerativen Energie bis hin zum Verbraucher ist vielfach durch die hohen Kosten bei der Elektrolyse, Speicherung und Brennstoffzelle noch nicht gegeben.

Chancen

- Dezentrale und damit kleinere und weniger kostenintensive Projekte könnten als Wegbereiter für die Wasserstofftechnologie dienen.
- Dezentrale Einheiten lassen sich im Vergleich zu großen zentralen Systemen leichter finanzieren und können damit eher in nennenswerten Stückzahlen produziert werden, was wiederum schneller zur Kostenreduktion führen kann.
- Dezentrale Herstellung und Nutzung von Wasserstoff kann sich gut in eine übergreifende H₂-Infrastruktur einfügen, z.B. im Automobilbereich durch eine Notbetankung mit niedrigeren Drücken oder beim H₂-KWK-Betrieb durch Versorgung aus Pipeline oder eigenem Speicher.
- Die in der H₂-Umwandlungskette eingesetzten Materialien können im Vergleich zu Batterien umweltverträglicher sein. Dies betrifft insbesondere die Gewinnung der Rohstoffe sowie deren Toxizität.

Risiken

- Das größte Risiko bei der dezentralen H₂-Speicherung und Nutzung ist im Wettbewerb mit der Batterietechnik zu sehen. Durch Weiterentwicklungen der Batterie hinsichtlich der Speicherkapazitäten und im Bereich der Schnellladefähigkeit, könnten Batterien zusammen mit dem besseren Wirkungsgrad und der geringeren Anlagenkomplexität den dezentralen Energiespeicherbereich dominieren (z. B. Material Handling aber auch ESS mit entsprechenden Speichercontainern).
- Die Akzeptanz von Wasserstoff, bzw. Hochdrucksystemen ist bei weiten Teilen der Bevölkerung noch immer fraglich. Hierdurch ergeben sich Hemmnisse für die Nutzung H₂-basierter Systeme. Setzt sich die BZ-Technik in anderen relevanten Feldern, z. B. im Verkehr, nicht durch, ist auch der Erfolg für die Nutzung in speziellen, dezentralen Anwendungen fraglich.
- Sollten sich bei der Weiterentwicklung der Systemkomponenten keine signifikanten Kostenreduzierungen ergeben, z. B. durch Reduzierung der Platinbeladung bei einer NT-PEM-BZ, wird der Einsatz entsprechender Systeme eher unwahrscheinlich.

5.7.4 EINORDNUNG DES PFADS IN DIE SYSTEMSICHT

Bei dem Pfad 7 handelt es sich um eher kleine, abgeschlossene Systeme, bei denen Windkraft- und PV-Anlagen im einstelligen MW-Bereich zur Stromerzeugung eingesetzt werden und somit zunächst nur

einen geringen Anteil zur Gesamtbilanz beim Konzept PtG beitragen. Sie bieten aber zum einen ein gutes Potenzial zur regionalen Stromnetzentlastung und zum anderen die Möglichkeit eines sukzessiven Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur. So bietet sich die Chance in kleineren abgegrenzten und somit von der Kostenstruktur her überschaubaren Bereichen, Erfahrungen bzgl. der H₂-Herstellung und -Nutzung zu sammeln. Diese Systeme und Projekte können dann zusammenwachsen und z.B. mit anderen Pfaden, wie der H₂-Nutzung im Verkehr oder der großtechnischen Speicherung kombiniert werden.

5.7.5 ZUSAMMENFASSUNG UND NRW-CHANCEN MIT DIESEM PFAD

Der Pfad „Regenerativer Wasserstoff für die dezentrale Nutzung“ umfasst unterschiedliche Unterpfade, deren wesentliches Kennzeichen die dezentrale Herstellung und Nutzung von Wasserstoff unter Umgehung des Stromnetzes ist.

Definiert werden die Unterpfade im Wesentlichen durch potenziell mögliche Anwendungen. Hierzu zählen die Energieversorgung für Häuser, Siedlungen und Gewerbegebiete, Flurförderzeuge, Fahrzeugflotten aus dem Bereich der Spezialfahrzeuge sowie Schiffe. Neben diesen Nutzungsmöglichkeiten bestehen die Pfade aus der regenerativen Stromerzeugung mittels Windkraft und/oder PV-Anlage, der Wasserstoffherstellung durch Elektrolyse sowie der Wasserstoffspeicherung, die vom Wasserstoffverbraucher abhängt.

Im Bereich der Hausenergieversorgung werden der dezentralen H₂-Herstellung und Nutzung wenig Chancen eingeräumt, da hier die Wettbewerbstechnologie Batterie durch den erheblich besseren Wirkungsgrad der Gesamtkette Vorteile hat. Zudem erscheint in diesem Bereich die langfristige/saisonale dezentrale Speicherung nicht praktikabel und auch auf der Kostenseite ist aus heutiger Sicht auf Grund der geringeren Anlagenkomplexität die Batterie im Vorteil. Bei der Versorgung von ganzen Siedlungsbereichen dagegen ergibt sich durch die Anlagengröße ein besseres Kosten/Nutzenverhältnis. Zudem erscheint auch die Aufstellung von größeren Speichern machbar, so dass auch die saisonale Speicherung in Betracht gezogen werden kann. Mit der fortschreitenden Batterieentwicklung und schon heute eingesetzten Batteriespeichercontainern wird zukünftig insbesondere die Preisentwicklung sowohl bei den Akkumulatoren als auch bei der H₂-Technologie im Einzelfall ausschlaggebend sein.

Positiv wird die dezentrale Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff in Gewerbegebieten bewertet. Hier stehen oft große Dachflächen zur Verfügung, die für die solare Stromerzeugung genutzt werden können. Zudem sind neben der reinen Stromerzeugung aus Wasserstoff zusätzliche Nutzungsmöglichkeiten durch Brennstoffzellen-betriebene Flurförderzeuge, Spezial-Fahrzeugflotten, Auslieferungsfahrzeuge oder Prozesswärmeerzeugung gegeben. Die Wasserstoffherstellung kann innerhalb eines solchen Gewerbegebietes zentral erfolgen. Je nach Nutzung ist eine zentrale Tank-/Zapfstelle denkbar, aber auch die Verlegung von Leitungen ist bei relativ kurzen Strecken machbar. Der vielfältige Einsatz wirkt sich hierbei positiv auf die Amortisation der H₂-Infrastruktur aus. Des

Weiteren wirkt sich ähnlich wie bei den Siedlungen die Anlagengröße günstig auf die Kosten aus. Ideal zur dezentralen H₂-Erzeugung und –Nutzung erscheinen Gewerbegebiete in Randlagen bzw. im ländlichen Raum, bei denen die Nähe zu Windkraftanlagen genutzt werden kann.

Ebenfalls positiv wird das Potenzial der dezentralen Wasserstoffnutzung in der Schifffahrt angesehen. Bunkerstationen, an denen regenerativer Wasserstoff erzeugt wird, könnten z.B. Ausflugsschiffe auf Seen etc. versorgen. Zusatznutzen ist hier zudem die Emissionsminderung im Bereich von sensiblen Gewässern wie Trinkwasserreservoirs und Naturschutzgebieten. In der kommerziellen Binnenschifffahrt für den Gütertransport ist der Einsatz von Wasserstoff ebenfalls denkbar. Gerade auf strömungsintensiven Wasserwegen ist der Einsatz von gasförmigem Wasserstoff auf Grund der großen Energiemengen, und der verhältnismäßig schlechten Energiespeicherdichte von gasförmigem Wasserstoff jedoch ungewiss. Eine interessante Alternative ist in diesem Fall regenerativ hergestelltes Methanol.

Für NRW bietet sich mit dem Pfad 7 die Chance zukunftsweisende Formen der Energieversorgung schrittweise und im kleinen Maßstab mit entsprechend geringerem Risiko als bei Großprojekten aufzubauen. Die Beteiligung von heimischen Industrien und Mittelständlern ermöglicht einen Kompetenzaufbau, der die Wettbewerbsfähigkeit des Landes in der Energietechnik entwickelt und fördert. Zudem eignen sich Projekte zur dezentralen Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff insbesondere für ländliche und somit oft auch strukturschwächere Gebiete, da hier die Nähe zwischen Verbraucher und regenerativer Stromerzeugung, z. B. Windkraft, leichter realisiert werden kann als in Ballungsgebieten. Der Pfad 7 kann somit den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien unterstützen und gleichzeitig zur Entlastung der Stromnetze beitragen.

LITERATURANGABEN

- [Adst16] ADS-TEC: *Industrial & Infrastructure - StoraXe-Container-System - Beschreibung* - ads-tec. URL <http://www.ads-tec.de/energy-storage/industrial-infrastructure/storaxe-container-system/beschreibung.html>. - abgerufen am 2017-10-06
- [Ageb16a] AGEb: *Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015*, 2016
- [Ageb16b] AGEb: *Bilanz 2014 - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2014* (Excel-Datei). Berlin : Im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen bearbeitet von DIW Berlin und Energy Environment Forecast Analysis (EEFA), 2016
- [Agen15] AG ENERGIEBILANZEN E. V.: *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2015* : AG Energiebilanzen e. V., 2015
- [Agfw16] DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V. ; AGFW: *AGFW - Hauptbericht 2015*. Frankfurt a.M., 2016
- [Agfw17] DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E. V. ; AGFW: *AGFW - Hauptbericht 2016*. Frankfurt a.M., 2017
- [AHAA15] AMMERMAN, HEIKO ; HOFF, PHILIPP ; ATANASIU, MIRELA ; AYLOR, JO ; KAUFMANN, MARKUS ; TISLER, OVIDIU: *Advancing Europe's energy system: stationary fuel cells in distributed generation*. URL http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJU_FuelCellDistributedGenerationCommercialization_0.pdf. - abgerufen am 2017-09-05
- [Akas14] AKASOL: AKAMODULE HHP, 15,2 kW, 444 Wh, 44,4 V, 5,9 kg (2014)
- [Akti00] AKTIVE ENERGI ANLÆG: *www.aea.dk*. URL <http://aea.dk/elektrokessel/kesseldaten/>. - abgerufen am 2016-09-07
- [Albr13] ALBRECHT, UWE: *Analyse der Kosten erneuerbarer Gase: eine Expertise [der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik] für den Bundesverband Erneuerbare Energien, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas*. Bochum : Ponte Press, 2013 — ISBN 978-3-920328-65-2
- [Altm14] ALTMANN, M.: *Power-to-Gas Status und Perspektiven 2014*. In: : Ludwig Bölkow Systemtechnik gmbH (LBST), 2014
- [Alum15] Aluminium Statistics and Information (2015)
- [Amaz17] AMAZON: *Logistikzentrum Rheinberg*. URL <http://www.amazon-logistikblog.de/standorte/amazon-logistikzentrum-rheinberg/>. - abgerufen am 2017-10-10. — Amazon Logistikzentren
- [ANGG16] ANTON, J ; NEBEL, J ; GÖBEL, C ; GABRYSCH, T ; SONG, H ; FROESE, C ; RUHLAND, H ; MUHLER, M ; U. A.: CO hydrogenation to higher alcohols over Cu-Co-based catalysts derived from hydrotalcite-type precursors. In: *Top. Catal* Bd. 59 (2016), S. 1361–1370
- [AnLL13] ANDERSSON, M. ; L., JENNY ; L., ANDERS: *Co-firing with hydrogen in industrial gas turbines*. URL <http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/SGC256.pdf>. - abgerufen am 2017-09-05
- [AnSu17] ANDERSSON, M. ; SUNDEN, B.: *Technology review – Solid Oxide Fuel Cell*. URL <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/22411/technology-review-solid-oxide-fuel-cell-energiforskrappport-2017-359.pdf>. - abgerufen am 2017-09-05
- [Arbe09] ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR SPARSAMEN UND UMWELTFREUNDLICHEN ENERGIEVERBRAUCH E. V.: *Die Energieeinsparverordnung: EnEV 2009*, Verlag rationeller Erdgaseinsatz, Berlin (2009)
- [Argm16] ARG MBH & Co.KG ; FRAUNHOFER UMSICHT (Hrsg.): *Power to Chemicals Meeting: Facts and Figures*, 2016
- [ArVo14] ARIAS PÉREZ, ALFONSO ; VOGT, THOMAS: Life cycle assessment of conversion processes for the large-scale underground storage of electricity from renewables in Europe. In: *EPJ Web of Conferences* Bd. 79 (2014), S. 03006
- [Asue00] ASUE: *Stationäre Brennstoffzellen. Grundlagen, Einsatzmöglichkeiten, Stand der Technik, Perspektiven*. URL http://www.asue.de/blockheizkraftwerke/broschueren/05_09_00_stationaere_brennstoffzellen_-_2000. - abgerufen am 2017-09-05
-

-
- [Ausf15] AUSFELDER, F: Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. In: *Chemie Ingenieur Technik* (2015), Nr. 87, S. 17–89
- [Axth15] AXTHAMMER, WOLFGANG: Spezielle Märkte III – Flurförder- und Sonderfahrzeuge.
- [Ball12] BALLARD: *Ballard 1MW ClearGen™ Fuel Cell System Begins Operation at Toyota Headquarters Campus*. URL <http://www.prnewswire.com/news-releases/ballard-1mw-cleargen-fuel-cell-system-begins-operation-at-toyota-headquarters-campus-174642081.html>. - abgerufen am 2017-04-22
- [Batt16] BATTERYUNIVERSITY: *Basic to Advanced Battery Information from Battery University*. URL <http://batteryuniversity.com/>. - abgerufen am 2016-05-16
- [Baza17] BAZANELLA, A ; DECHEMA GESELLSCHAFT FÜR CHEMISCHE TECHNIK UND BIOTECHNOLOGIE E.V. (Hrsg.): *Technology Study Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*. Frankfurt, 2017
- [BBDM13] BARTELT, M. ; BECK, J. ; DONNER, O. ; MARAMBIO, C. ; MICHELS, A. ; SCHRADER, K.: *Perspektiven der Fernwärme im Ruhrgebiet bis 2050*. URL https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Entwicklung_von_Fernwaermeperspektiven_im_Ruhrgebiet_bis_2050_Kurzfassung.pdf. - abgerufen am 2017-09-05
- [Bbsr15] BBSR: *Laufende Stadtbeobachtung - Raumabgrenzungen*. URL http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbeobachtung/Raumabgrenzungen/StadtGemeindetyp/StadtGemeindetyp_node.html. - abgerufen am 2017-09-22
- [BCHL14] BERTUCCIOLI, LUCA ; CHAN, ALVIN ; HART, DAVID ; LEHNER, FRANZ ; MADDEN, BEN ; STANDEN, ELEANOR: *Study on development of water electrolysis in the EU, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*, 2014
- [Bdew13] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: 133. Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland Berichtsjahr 2011, Herausgeber: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Berlin, Hauptausschuss Statistik, Verantwortliche in der BDEW-Hauptgeschäftsstelle: Florentine Kiesel; ISBN 978-3-89554-194-0 (2013)
- [Bdew14] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Energie-Info - Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014)*, 2014
- [Bdew15] BDEW: *Privathaushalte - Energieverbrauch nach Anwendungsbereich in Deutschland 2014* : BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Statistisches Bundesamt, RWI Essen, AGEB, 2015
- [Bdew16] BDEW: *Bereitstellung von (System-)Dienstleistungen im Stromversorgungssystem: Beitrag von Energiespeichern*. URL [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bereitstellung-von-system-dienstleistungen-im-stromversorgungssystem-beitrag-von-energiespeichern-d/\\$file/2016-07-25_SDL_durch_ES.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/bereitstellung-von-system-dienstleistungen-im-stromversorgungssystem-beitrag-von-energiespeichern-d/$file/2016-07-25_SDL_durch_ES.pdf). - abgerufen am 2017-09-15
- [Bdew17a] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V: *Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2016* (2017)
- [Bdew17b] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Mit Gas in die Zukunft - Die Energiewende effizient und bezahlbar gestalten* (2017)
- [Bdh16] BDH: *BDH Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie*. URL <http://www.bdh-koeln.de/presse/daten-fakten.html>. - abgerufen am 2017-10-24. — Daten und Fakten Portrait BDH 2016
- [BDHM12] BECK, HANS-PETER ; DIETZE, WOLFGANG ; HOFMANN, LUTZ ; MOHRMANN, M. ; RATHKE, C. ; WEYER, HARTMUT ; SCHNEIDER, DIANA ; MANN, THOMAS ; U. A.: *Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen*. URL http://www.gbv.de/dms/claustral/E_BOOKS/2012/2012EB137.pdf. - abgerufen am 2017-09-05
- [BeBB15] BECHEM, HERBERT ; BLES, MARKUS ; BRUNNER, MARC: *Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien*. Frankfurt a.M. : VDE - Energietechnische Gesellschaft (ETG), 2015
- [BeRO15] BERTAU, M ; RÄUCHLE, K ; OFFERMANN, H: *Methanol – die Basischemikalie*. In: *Chemie in unserer Zeit* Bd. 49 (2015), S. 312–329
- [BGGR12] BOLLE, FRIEDRICH-WILHELM ; GENZOWSKY, K ; GREDIGK-HOFFMANN, S ; REINDERS, M ; RIßE, H ; SCHRÖDER, M ; STEINKE, M ; WÖFFEN, B ; U. A.: *WaStraK NRW" Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung"-Phase I*. In: *Band I: Kompendium Wasserstoff. Abschlussbericht*. Aachen: RWTH Aachen (2012)
-

-
- [BHHH15] BÜCHELE, RICHARD ; HAAS, REINHARD ; HARTNER, MICHAEL ; HIRNER, RICKI ; HUMMEL, MARCUS ; KRANZL, LUKAS ; MÜLLER, ANDREAS ; PONWEISER, KARL ; U. A.: *Bewertung des Potentials für den Einsatz der hocheffizienten KWK und effizienter Fernwärme- und Fernkälteversorgung*. Wien : Technische Universität Wien, Ecofys im Auftrag des BMWFW, 2015
- [Bine14] BINE Projekt-Info 05/14: Spezialglas energiesparend herstellen. In: BINE (Hrsg.) , Fachinformationszentrum (FIZ) Karlsruhe GmbH (2014). — Cited by 0000
- [BKSS16] BÖHMER, MICHAEL ; KLOSE, GEORG ; SACHS, ANDREAS ; STINSHOFF, CLARA ; WEISS, JOHANN ; WEINELT, HEIDRUN: *Lage und Zukunft der deutschen Industrie (Perspektive 2030)*. Berlin, Brüssel, München : Prognos, 2016
- [Blum13] BLUM, L.: SOFC-Technologie –Eine vielversprechende Option für die effiziente Rückverstromung von Wasserstoff. In: , 2013
- [Bmu10] BMU: *Leitstudie 2010 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global* (Studie) : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010
- [Bmub14] BMUB: *Die EU-Verordnung zur Verminderung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen*. URL http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eu_verordnung_co2_emissionen_PKW.pdf. - abgerufen am 2017-09-28
- [Bmub16] BMUB: Klimaschutzplan 2050 Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) Referat Öffentlichkeitsarbeit · 11055 Berlin (Hrsgb.) (2016)
- [Bmvi17] BMVI: *Entwicklung der Autobahnen in Deutschland seit der Wiedervereinigung 1990*. URL <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/StB/entwicklung-der-autobahnen-in-deutschland-seit-der-wiedervereinigung.html>. - abgerufen am 2017-09-22
- [Bnet15] BNETZ A: *Netzentwicklungsplan Strom 2024. Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur– Szenario B 2024**. URL https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Poster_NEP24.html. - abgerufen am 2017-02-19
- [Bnet16] BNETZ A: *Netzausbau Erdkabel (Broschüre)*. URL https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/BroschuereErdkabel.pdf?__blob=publicationFile. - abgerufen am 2017-09-05
- [Bnet17a] BNETZ A: *Bundesnetzagentur - Gebotstermin 1. Dezember 2017*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/KWK/Gebotstermin_01_12_2017/gebotstermin_01_12_2017_node.html. - abgerufen am 2018-01-22
- [Bnet17b] BNETZ A: *Kraftwerksliste*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html. - abgerufen am 2017-02-19
- [Bnet17c] BNETZ A: *Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - 4. Quartal und Gesamtjahr 2016*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf. - abgerufen am 2017-09-15
- [BOBT14] BRUCKNER, N. ; OBESSER, K. ; BOSMANN, A. ; TEICHMANN, D. ; ARLT, W. ; DUNGS, J. ; WASSERSCHIED, P.: Evaluation of industrially applied heat-transfer fluids as liquid organic hydrogen carrier systems. In: *ChemSusChem* Bd. 7 (2014), Nr. 1, S. 229–35
- [Boss12] BOSSEL, ULF: Rapid Startup SOFC Modules. In: *Energy Procedia* Bd. 28 (2012), S. 48–56
- [BrFM15] BRANDSTÄTT, C. ; FETTE, M. ; MEYER, S.: *Multi-Grid-Storage: Flexibilität für die Stromversorgung aus Gas- und Wärmenetzen*. URL <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-379325.html>. - abgerufen am 2017-09-05
- [BrFW12] BRENDLI, JAKOB ; FIEDLER, HARDY ; WALTHER, GÜNTER: *Integration von Erneuerbaren Energien in die kommunalen Gasnetze, gwf-Gas Erdgas*, 2012
- [BSBA12] BURMEISTER, FRANK ; SENNER, JANINA ; BRAUNER, JENS ; ALBUS, ROLF: Potentiale der Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz - eine saisonale Betrachtung. In: *energie | wasser praxis, gatspezial*. Bd. 6 (2012)
-

-
- [BSSH10] BURGER, JAKOB ; SIEGERT, MARKUS ; STRÖFER, ECKHARD ; HASSE, HANS: Poly(oxymethylene) dimethyl ethers as components of tailored diesel fuel: Properties, synthesis and purification concepts. In: *Fuel* Bd. 89 (2010), Nr. 11, S. 3315–3319
- [BuBu10] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE BMWi ; BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT BMU: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010)
- [Buch82] BUCHNER, HELMUT: *Energiespeicherung in Metallhydriden, Innovative Energietechnik*. Vienna : Springer Vienna, 1982 — ISBN 978-3-7091-8672-5
- [Budd16a] BUDDENBERG, TORSTEN: Hochtemperaturwärmepumpe als Baustein der industriellen KWK und Fernwärme konzepten als Verknüpfung zur Energiespeicherung und Power to Heat.
- [Budd16b] BUDDENBERG, TORSTEN: *Hochtemperaturwärmepumpe als Baustein der industriellen KWK und Fernwärme konzepten als Verknüpfung zur Energiespeicherung und Power to Heat*. Düsseldorf, 2016
- [Bund15a] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2015*, 2015
- [Bund15b] BUNDESREGIERUNG: *Netzausbau - Erdkabel statt Freileitung*. URL <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2015/10/2015-10-07-netzausbau-erdkabel-statt-freileitung.html>. - abgerufen am 2017-09-05
- [Bund17a] BUNDESAMT FÜR KARTOGRAPHIE UND GEODÄSIE: *Verwaltungsgebiete 1:250000*. URL http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz_rahmen.gdz_div?gdz_spr=deu&gdz_akt_zeile=5&gdz_anz_zeile=1&gdz_unt_zeile=14&gdz_user_id=0. - abgerufen am 2017-11-06
- [Bund17b] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Erneuerbare Energien*. URL <http://www.bmw.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>. - abgerufen am 2017-08-31
- [Bvae00] BVA ELEKTROKESSEL: <http://bvaelektrokessel.de/>. URL <http://bvaelektrokessel.de/>. - abgerufen am 2016-09-07
- [BWBG15] BRACKE, ROLF ; WALTER ROCHOLL ; BENNO SCHMIDT ; GREGOR BUSSMANN ; TIMM EICKER ; BETTINA KELZ ; LANDESAMT FÜR NATUR, UMWELT UND VERBRAUCHERSCHUTZ NORDRHEIN-WESTFALEN (LANUV) (Hrsg.): *Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 4 - Geothermie*. Recklinghausen, 2015
- [Byst14] BYSTRY, THOMAS: H2Mobility - Germany. In: , 2014
- [ChLM05] CHIESA, PAOLO ; LOZZA, GIOVANNI ; MAZZOCCHI, LUIGI: Using Hydrogen as Gas Turbine Fuel. In: *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power* Bd. 127 (2005), Nr. 1, S. 73–80
- [Corv16] CORVUS ENERGY: Orca ESS Solutions, AT6700 (2016)
- [DaGr14] DANA, AG ; GRADER, G S: Nitrogen-based alternative fuel: an environmentally friendly combustion approach. In: *The Royal Society of Chemistry* (2014), Nr. 4, S. 10051–10059
- [Dani12] DANISH ENERGY AGENCY: *Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion - TECHNOLOGY DATA FOR ENERGY PLANTS*. URL https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Forskning/Technology_data_for_energy_plants.pdf. - abgerufen am 2017-02-01
- [Dbba16] DB BAHNBAUGRUPPE: Brennstoffzellen der DB Bahnbaugruppe GmbH. Eine clevere Alternative (2016)
- [DCRC10] DIEFENBACH, NIKOLAUS ; CISCHINSKY, HOLGER ; RODENFELS, MARKUS ; CLAUSNITZER, KLAUS-DIETER: Datenbasis Gebäudebestand Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand, Bremer Energie Institut (BEI), Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU) (2010)
- [Dena17] DENA - DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (Hrsg.): *Strategieplattform Power to Gas*, 2017
- [Deut04] DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung (2004)
- [Deut08a] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E.V., BERLIN: DIN 51624 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren (2008)
- [Deut08b] DEUTSCHE MESSE AG: „Handwerk, Holz und mehr“ zeigt, wie Handwerker ihre Energiekosten deutlich reduzieren können. URL <http://www.presseportal.de/pm/13314/1312999>. - abgerufen am 2017-10-10. — presseportal.de
-

-
- [Deut11] DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V. (DVGW): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 262 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung; Sep 2011 (2011)
- [Deut13] DEUTSCHER VEREIN DES GAS- UND WASSERFACHES E.V.: *Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G260 (A), „Gasbeschaffenheit“*. Bonn, 2013
- [Deut15] DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT- UND RAUMFAHRT E.V. (Hrsg.): *Erneuerbare Energien im Verkehr: Potenziale und Entwicklungsperspektiven verschiedener erneuerbarer Energieträger und Energieverbrauch der Verkehrsträger: Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima*. Berlin : Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, 2015
- [Deut17] DEUTSCHE WINDGUARD: Anzahl der Windenergieanlagen in Deutschland (2017)
- [DGFB18] DBI ; GWI ; FENES OTH ; BECKER BÜTTNER HELD: Technisch-ökonomische Modellierung eines sektorengekoppelten Gesamtenergiesystems aus Gas und Strom unter Fortschreibung des regulatorischen Rahmens (SMARAGD) - Abschlussbericht, gefördert durch: DVGW (2018)
- [DiLo11] DIEFENBACH, NIKOLAUS ; LOGA, TOBIAS: Basisdaten für Hochrechnungen mit der Deutschen Gebäudetypologie des IWU: Neufassung August 2011, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt (2011)
- [Dind03] DIN DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMEN E.V.: *Heizungsanlagen in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast; Deutsche Fassung EN 12831:2003* (Norm). Berlin : Beuth Ve, 2003
- [Dine16] DIN EN 16726:2016-04: Gasinfrastruktur - Beschaffenheit von Gas - Gruppe H, 2016
- [DLDS14] DECOURT, B. ; LAJOIE, B. ; DEBARRE, R. ; SOUPA, O.: *Hydrogen-Based Energy Conversion. More than Storage: System Flexibility*. URL http://www.4is-cnmi.com/presentations/SBC-Energy-Institute_Hydrogen-based-energy-conversion_FactBook-vf.pdf. - abgerufen am 2017-09-05. — Leading the Energy Transition - FactBook
- [Dnvg16] DNV GL: *Technology Outlook 2025*. Høvik, Norway : DNV GL AS, 2016
- [DSHL15] DODDS, PAUL E. ; STAFFELL, IAIN ; HAWKES, ADAM D. ; LI, FRANCIS ; GRÜNEWALD, PHILIPP ; McDOWALL, WILL ; EKINS, PAUL: Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review. In: *International Journal of Hydrogen Energy* Bd. 40 (2015), Nr. 5, S. 2065–2083
- [Dst16] DST: Simulierte Lastprofile für Binnenschiffe (2016)
- [Dvgw11] DVGW - REGELWERK: G262 TR Arbeitsblatt DVGW G 262 (A) (2011)
- [Ec11] EC: *Final Report Summary - HYICE (Optimisation of hydrogen powered internal combustion engines)*. URL http://cordis.europa.eu/result/rcn/52074_en.html. - abgerufen am 2017-07-05
- [Ecke15] ECKERT, J., BÖBL, F.-J., KAPISCHKE, J.: Neue Herausforderungen für Blockheizkraftwerke in der Power-to-Gas-Technologie. In: *gwf - Gas+Energie* Bd. 156 (2015), Nr. 01–02, S. 56–63
- [Ecof16] ECOFYS: *Flex-Efficiency - Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern* (Studie). Köln : Ecofys im Auftrag von Agora Energiewende, 2016
- [Eeg14] EEG 2014: EEG 2014 — Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014), 2014
- [EHHP12] ESS, FLORIAN ; HAEFKE, LEA ; HOBHOM, JENS ; PETER, FRANK ; WÜNSCH, MARCO: *The significance of international hydropower storage for the energy transition*. URL http://www.weltenergieat.de/wp-content/uploads/2014/04/PDF-7_prognos_study_international_storage_121023_en_final.pdf. - abgerufen am 2017-09-14
- [Eige00a] Eigene Information auf Basis der Interviews mit Vertretern der Aluminiumbranche
- [Eige00b] Eigene Information auf Basis der Interviews mit Vertretern der Zementbranche
- [Eige00c] Eigene Information auf Basis der Interviews mit Vertretern der Papierbranche
- [Eige00d] Eigene Information auf Basis der Interviews mit Vertretern der Stahlbranche
- [Eige00e] Eigene Information auf Basis der Interviews mit Vertretern der Chlorbranche.
- [EiKI12] EICHLSEDER, HELMUT ; KLELL, MANFRED: *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung ; mit 26 Tabellen, Praxis*. 3., überarb. Aufl. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2012 — ISBN 978-3-8348-1754-9
- [EKKS17] ECKE, JULIUS ; KLEIN, SEBASTIAN ; KLEIN, DR. WERNER ; STEINERT, TIM: Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten. In: , *energie | wasser-praxis*. (2017)
-

-
- [EKSL11] EIKMEIER, BERND ; KLATT, JONAS ; SENGEBUSCH, KATJA ; LUDEWIG, HEIDI ; SCHULZ, WOLFGANG ; KLOBASA, DR. MARIAN ; TORO, FELIPE ; IDRISOVA, FARIKHA ; U. A.: *Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen*. URL http://www.kwk-fuer-nrw.de/_database/_data/datainfopool/Potenzialerhebung_von_KWK_in_Nordrhein-Westfalen.pdf. - abgerufen am 2017-09-05
- [Elek16] Elektrolyseure: diverse vertrauliche Angebote.
- [Elle15] ELLER, DOMINIK: *Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland: Potentiale zur Nutzung von Stromüberschüssen in Fernwärmenetzen* : Springer-Verlag, 2015. — Google-Books-ID: HTMWcGAAQBAJ — ISBN 978-3-658-10561-7
- [ELIG17] ELISHAV, O ; LEWIN, D ; GRADER, G: The nitrogen economy: Economic feasibility analysis of nitrogen-based fuels as energy carriers. In: *Applied Energy* (2017), Nr. 185, S. 183–188
- [Elli13] ELLIOTT, ALICE ; QUACK, HANS ; NEKSÄ, PETTER: *Integrated Desgin for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen (IDEALHY)* : Shell Global Solutions International B.V.; Technische Universität Dresden; SINTEF Energi AS, 2013
- [EISa15] ELSNER, P. ; SAUER, D. U.: *Energiespeicher Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“*, SCHRIFTENREIHE ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. München, Halle (Saale), Mainz : acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V., Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V., 2015
- [Ems17] EMS: Hydrogen Storage 40ft HC System (2017)
- [EnDe12] ENGEL, TOMI ; DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE E.V. (DGS), BERLIN: *EE-Anlagenregister, Stand 21.11.2012*. URL <http://www.energymap.info/>
- [Ener17a] ENERGIEAGENTUR NRW (Hrsg.): *Energiepreisspiegel 2016*, 2017
- [Ener17b] ENERGIEAGENTUR.NRW: *Brennstoffzellentypen und ihr Entwicklungsstand*. URL <http://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/netzwerk-brennstoffzelle/brennstoffzellentypen?mm=Brennstoffzellen#ts>. - abgerufen am 2017-09-05
- [Ener17c] ENERGIESTATISTIK NRW: *Fernwärmeverbrauch nach Sektoren*. URL <http://www.energiestatistik-nrw.de/energie/waerme/fernwaerme>. - abgerufen am 2017-02-11
- [Ener18] ENERGIEAGENTUR.NRW: *Potenzialstudie Industrielle Abwärme NRW: LANUV startet Unternehmensbefragung*. URL http://www.energieagentur.nrw/netze/potenzialstudie_industrielle_abwaerme_nrw_lanuv_startet_unternehmensbefragung. - abgerufen am 2018-01-19
- [EnLS10] ENTHALER, STEPHAN ; VON LANGERMANN, JAN ; SCHMIDT, THOMAS: Carbon dioxide and formic acid—the couple for environmental-friendly hydrogen storage? In: *Energy Environ. Sci.* Bd. 3 (2010), Nr. 9, S. 1207
- [Enwg05] EnWG: EnWG — Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), 2005
- [EsLY15] ESFAHANI, IMAN JANGHORBAN ; LEE, SEUNGCHUL ; YOO, CHANGKYO: Extended-power pinch analysis (EPoPA) for integration of renewable energy systems with battery/hydrogen storages. In: *Renewable Energy* Bd. 80 (2015), S. 1–14
- [Eu16] EU: DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2015/2402 DER KOMMISSION vom 12. Oktober 2015 zur Überarbeitung der harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme gemäß der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung des Durchführungsbeschlusses 2011/877/EU der Kommission, 2016. — Europäische Union
- [Eupd16] EUPD RESEARCH: *Photovoltaik-Preismonitor Deutschland German PV Module Price Monitor® 2016 Ergebnisse 1. Quartal* (Nr. EX0091-059-2-3-01–1) : Bundesverband Solarwirtschaft.e.V. (BSW-Solar), 2016
- [Euro15] EURO CHLOR: *Chlorine Industry Review - 2014-2015 Maintaining momentum in uncertain times*, 2015
- [Euro16] EUROFER: *European Steel in Figures - 2016 Edition*. Brüssel, 2016
- [Ewig14] EWI/GWS/PROGNOS: *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose* (Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie Nr. Projekt Nr. 57/12). Basel/Köln/Osnabrück, 2014
-

-
- [Fchj15] FCH-JU: *Commercialisation of energy storage in europe*. URL http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CommercializationofEnergyStorageFinal_3.pdf. - abgerufen am 2017-09-05
- [FeJS08] FEYRER, J. ; JEPSEN, J. ; SCHULZ, T.: *Wasserstoff und dessen Gefahren. Ein Leitfaden für Feuerwehren*. URL http://www.fwvw.de/fileadmin/Downloads/Einsatz_Wasserstoffleitfaden.pdf. - abgerufen am 2017-09-05
- [FFKW11] FRANC, P.-E. ; FRÖSCHLE, P. ; KAPOUN, K. ; WINAND, H. ; WEINMANN, O. ; SLOTH, M.: *Fuel Cell and Hydrogen technologies in Europe 2014-2020*. URL <http://www.fch.europa.eu/node/787>. - abgerufen am 2017-09-05
- [FnbG17] FNB GAS: *Zahlen und Fakten*. URL <https://www.fnb-gas.de/de/fernleitungsnetze-/zahlen-und-fakten/zahlen-und-fakten.html>. - abgerufen am 2017-09-22
- [Foed17a] FOEDERAL ERNEUERBAR: *Installierte Leistung Photovoltaik - Solar - NRW - Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern*. URL https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/NRW/kategorie/solar/auswahl/183-installierte_leistun. - abgerufen am 2017-10-12. — föderal erneuerbar
- [Foed17b] FOEDERAL ERNEUERBAR: *Installierte Leistung Windenergie onshore - Wind - NRW - Daten und Fakten zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in einzelnen Bundesländern*. URL https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/NRW/kategorie/wind/auswahl/180-installierte_leistun. - abgerufen am 2017-10-12. — föderal erneuerbar
- [Fors12] FORSCHUNGSZENTRUM JÜLICH (Hrsg.): *BETSY – Ethanol aus Synthesegas der Biomassevergasung – Nachhaltige Kraftstoffversorgung für Europa, 2012*
- [Foss04] FOSSGIS E.V.: *OpenStreetMap*. URL www.openstreetmap.de. - abgerufen am 2015-03-05. — openstreetmap.de
- [Fron08] FRONTIER ECONOMICS / CONSENTEC: *Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke*. - abgerufen am 2017-09-05. — Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
- [Fuel15] FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE: *Multi-Year Research, Development and Demonstration Plan - Delivery Section, 2015*
- [Fvee17] FVEE: *Forschungsziele 2017 - Gemeinsam forschen für die Energie der Zukunft* (Broschüre). Berlin : ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE), 2017
- [Gasn10] GASNZV 2010: *Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV), 2010*
- [GCML15] GUINOT, BENJAMIN ; CHAMPEL, BÉNÉDICTE ; MONTIGNAC, FLORENT ; LEMAIRE, ELISABETH ; VANNUCCI, DIDIER ; SAILLER, SEBASTIEN ; BULTEL, YANN: *Techno-economic study of a PV-hydrogen-battery hybrid system for off-grid power supply: Impact of performances' ageing on optimal system sizing and competitiveness*. In: *International Journal of Hydrogen Energy* Bd. 40 (2015), Nr. 1, S. 623–632
- [Ge17a] GE: *9E.03/9E.04 Gas Turbine (50 Hz)*. URL <https://powergen.gepower.com/products/heavy-duty-gas-turbines/9e-03-gas-turbine.html>. - abgerufen am 2017-02-02
- [Ge17b] GE: *7E.03 Gas Turbine (60 Hz)*. URL <https://powergen.gepower.com/products/heavy-duty-gas-turbines/7e-03-gas-turbine.html,%20General%20ElectricsMS6001>. - abgerufen am 2017-02-02
- [Geit12] GEITMANN, S.: *Energiewende 3.0. Mit Wasserstoff und Brennstoffzellen* : Hydrogeit Verlag, 2012 — ISBN 978-3-937863-16-0
- [Geit17] GEITMANN, SVEN: *Marktübersicht Elektrolyseure*. In: *HZwei Das Magazin für Wasserstoff und Brennstoffzelle* Bd. 2 (2017)
- [Geof17] GEOFRABIK GMBH KARLSRUHE: *Geofabrik*. URL <https://www.geofabrik.de>. - abgerufen am 2017-09-14
- [Gesa16] GESAMTVERBAND DER ALUMINIUMINDUSTRIE E.V. (GDA): *GDA Jahresbericht 2016, 2016*
- [GrBR15] GRUBER, ANNE ; BIEDERMANN, FRANZISKA ; VON ROON, SERAFIN: *Industrielles Power-to-Heat Potenzial, 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2015)*. München : FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2015
- [Grew13] GREWE, FRANK: *Einsatz von Wasserstoff in motorbetriebenen KWK-Anlagen – neue Potentiale mit etablierter Technologie*.
-

-
- [GRHM14] GERHARDT, NORMAN ; RICHTS, CHRISTOPH ; HOCHLOFF, PATRICK ; MÜLLER, THORSTEN ; HILPERT, JOHANNES ; ANTONI, OLIVER ; SCHULZ, WOLFGANG: *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten* (Studie im Auftrag von Agora Energiewende). Berlin : Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltenergierecht, Fraunhofer IFAM, 2014
- [GSCS16] GALLO, A.B. ; SIMÕES-MOREIRA, J.R. ; COSTA, H.K.M. ; SANTOS, M.M. ; MOUTINHO DOS SANTOS, E.: Energy storage in the energy transition context: A technology review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Bd. 65 (2016), S. 800–822
- [Gumi15] GUMINSKI, ANDREJ: *Transition Towards an “All-electric World” – Developing a Merit-Order of Electrification for the German Energy System (Masterthesis)* (Masterarbeit). München : Technische Universität München (TUM), 2015
- [GüMi15] GÜNTNER, WILLIBALD A. ; MICHELI, R.: *H2IntraDrive - Einsatz einer wasserstoffbetriebenen Flurförderzeugflotte unter Produktionsbedingungen, Forschungsbericht*. Garching : fml - Lehrstuhl für Fördertechnik Materialfluss Logistik, Technische Universität München, 2015 — ISBN 978-3-941702-58-5
- [GuRo17] GUMINSKI, ANDREJ ; VON ROON, SERAFIN: *Transition Towards an “All-electric World” – Developing a Merit-Order of Electrification for the German Energy System (Paper)*, 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2017) (Paper). München : Technische Universität München (TUM), 2017
- [Gütö17] GÜRSEL, MINE BURCU ; TÖLKE, OLAF: *Branchenstudie Tankstellenmarkt Deutschland 2016 : Scope Ratings AG*, 2017
- [H2-s16] H2-Speicher, diverse vertrauliche Angebote.
- [Hagm10] HAGMANN, MICHAEL: *Zwischenbilanz zu Wasserstoff-Kommunalfahrzeug in Basel Energieverbrauch halbiert, technisch anspruchsvoll*. URL <https://www.empa.ch/web/s604/hymuve1>. - abgerufen am 2016-02-12
- [HaLi13] HALLER, J. ; LINK, T.: Numerische Simulation der Gemischbildung und Verbrennung in einem stationären H₂-O₂-Verbrennungsmotor. In: , 2013
- [HATT16] 50HERTZ ; AMPRIION ; TENNET ; TRANSNET BW: *Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016*. URL https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2016.pdf. - abgerufen am 2017-11-06
- [Hau14] HAU, ERICH: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 5., neu bearb. Aufl. Berlin : Springer Vieweg, 2014 — ISBN 978-3-642-28876-0
- [HEBS12] HARTMANN, NIKLAS ; ELTROP, LUDGER ; BAUER, NIKOLAUS ; SALZER, JOHANNES ; SCHWARZ, SIMON ; SCHMIDT, MAIKE: *Stromspeicherpotenziale für Deutschland* : Zentrum für Energieforschung Stuttgart, 2012
- [HeEb07] VON HELMOLT, RITTMAR ; EBERLE, ULRICH: Fuel cell vehicles: Status 2007. In: *Journal of Power Sources* Bd. 165 (2007), Nr. 2, S. 833–843
- [HHFM12] HACKMANN, MARKUS ; HÖRPEL, BENJAMIN ; FUCHS, BERNHARD ; MITTELSTAEDT, MORITZ ; NATEMEYER, HENDRIK ; ÖZALAY, BARIS ; SURMANN, YVONNE: *Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung*. URL http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/szenarien-fuer-eine-langfristige-netzentwicklung.pdf?__blob=publicationFile&v=5. - abgerufen am 2017-09-05
- [HKHA17] HENZELMANN, TORSTEN ; KOHL, INGMAR ; HENRITZI, PATRICK ; ANKE, CARL-PHILIPP: *Wärmewende in Sicht*, Roland Berger GmbH, Sederanger 1, 80538 München (2017)
- [Hmob17] H2 MOBILITY DEUTSCHLAND: *H2-Stationen*. URL <http://h2-mobility.de/h2-stationen/>. - abgerufen am 2017-09-08
- [Hofm12] HOFMANN, LUTZ: *Technische und wirtschaftliche Aspekte des Stromleitungsbaus*. URL http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/Aspekte_Stromleitungsbau__Hofmann_.pdf. - abgerufen am 2017-09-07
- [HoML16] HOLBACH, Gerd ; MITROPOULOS, GEORGIOS ; LICHTFUß, KLAUS-G.: Emissionsfrei auf Binnengewässern; Elektromobilität ist kein Privileg der Automobilindustrie. In: *HZwei Das Magazin für Wasserstoff und Brennstoffzelle* Bd. 04/16 (2016)
- [HuCo13] HUSS, ALEXANDRA ; CORNEILLE, MARCEL: *Flurförderzeuge mit Brennstoffzellen, Schriftenreihe Wasserstoff und Brennstoffzelle* (Nr. Band 2). Wiesbaden : HA Hessen Agentur GmbH, 2013
-

-
- [HVJP00] HIELTA, J ; VUORI, A ; JOHNSON, P ; POLLARI, I ; REUTEMANN, W: *Formic Acid*. Weinheim, Germany : Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, 2000 — ISBN 978-3-527-30673-2
- [Hydr13] HYDROGEIT: *PtG-Anlage in Falkenhagen nimmt Betrieb auf*. URL <https://www.hzwei.info/blog/2013/10/25/ptg-anlage-in-falkenhagen-nimmt-betrieb-auf/>. - abgerufen am 2018-02-22. — HZwei-Blog
- [Hydr14] HYDROGEIT: *Das Brennstoffzellen-Schiff Alsterwasser liegt still* › HZwei-Blog. URL <https://www.hzwei.info/blog/2014/09/30/das-brennstoffzellen-schiff-alsterwasser-liegt-still/>. - abgerufen am 2017-09-29. — HZwei-Blog
- [IcKu16] ICHA, P. ; KUHS, G.: *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015*. Dessau-Roßlau : Umweltbundesamt, 2016
- [Ikb17] IKB (Hrsg.): *Rohstoffinformation 2015*, 2017
- [Info14] INFORMATION UND TECHNIK NRW (IT.NRW): *NRW-Privathaushalten stehen durchschnittlich 91 Quadratmeter Wohnfläche zur Verfügung*. Düsseldorf, 2014
- [Init15] Initiative Brennstoffzelle | IBZ. URL <http://www.ibz-info.de/>. - abgerufen am 2017-09-26
- [Inst15] INSTITUT WOHNEN UND UMWELT: *Deutsche Wohngebäudetypologie*. Darmstadt, 2015
- [Inva17] *In Varel wird eine der größten Batterien Norddeutschlands gebaut* | Nds. Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr. URL <http://www.mw.niedersachsen.de/aktuelles/presseinformationen/in-varel-wird-eine-der-groeten-batterienorddeutschlands-gebaut-152151.html>. - abgerufen am 2017-09-01
- [Iren15] IRENA: *Case studies: battery storage* : International Renewable Energy Agency, 2015
- [Itnr17] IT.NRW: *Einwohnerzahl und Bevölkerungsdichte in NRW - Top Ten der größten Städte am 31. Dezember 2015*. URL <https://www.it.nrw.de/statistik/a/daten/eckdaten/r511dichte.html>. - abgerufen am 2017-02-09
- [JFWB09] JOEST, STEFFEN ; ; FICHTNER, MAXIMILIAN ; ; WIETSCHEL, MARTIN ; ; BÜNGER, ULRICH ; ; STILLER, CHRISTOPH ; ; SCHMIDT, PATRICK ; ; PARKER, NILGÜN ; ; BONHOFF, KLAUS: *GermanHy: Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050 - Abschlussbericht*. Berlin, 2009
- [Join13] JOINT RESEARCH CENTRE (JRC): *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Manufacture of Glass (BREF Glass), JRC Reference Report* (Nr. Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control)). Seville : European Commission Joint Research Centre - Institute for Prospective Technological Studies (JRC-IPTS), 2013
- [KCNV08] KLERKE, ASBJØRN ; CHRISTENSEN, CLAUS HVIID ; NØRSKOV, JENS K. ; VEGGE, TEIS: *Ammonia for hydrogen storage: Challenges and opportunities*. In: *Journal of Materials Chemistry* Bd. 18 (2008), Nr. 20, S. 2304
- [KCPR13] KRUCK, O. ; CROTOGINO, F. ; PRELICZ, R. ; RUDOLPH, T.: *Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe. Overview on all Known Underground Storage Technologies for Hydrogen*. URL <http://www.fch.europa.eu/project/assessment-potential-actors-and-relevant-business-cases-large-scale-and-seasonal-storage-ren>. - abgerufen am 2017-09-05
- [Kemp14] KEMPE, STEPHAN: *Räumlich detaillierte Potenzialanalyse der Fernwärmeversorgung in Deutschland mit einem hoch aufgelösten Energiesystemmodell*. Stuttgart, Universität Stuttgart, 2014. — ISSN 0938-1228
- [KeVö14] KETELAER, T ; VÖGELE, S ; INSTITUT FÜR ENERGIE- UND KLIMAFORSCHUNG, SYSTEMFORSCHUNG UND TECHNOLOGISCHE ENTWICKLUNG (Hrsg.): *Situation der Stahlindustrie vor dem Hintergrund der Anwendung von Effizienzmaßnahmen: STE Research Report 2014*, 2014
- [Klei16] KLEIMAIER, MARTIN: *Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien*.
- [Klei17] *Kleine Windkraftanlagen | Kleinwindanlagen | klein-windkraftanlagen.com*. URL <https://www.klein-windkraftanlagen.com/>. - abgerufen am 2017-08-31
- [Klob07] KLOBASA, MARIAN: *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*, ETH Zürich, 2007
- [Knei13] KNEIßSEL, B ; STRATLEY AG (Hrsg.): *Wie Shale Gas die europäische Chemieindustrie verändert – Ethylen-Derivate aus Nordamerika und dem Nahen Osten drängen in den europäischen Markt*. Köln, 2013
-

-
- [KrAB13] KRZIKALLA, NORBERT ; ACHNER, SIGGI ; BRÜHL, STEFAN: *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien, Studie des BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen, im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie* : Ponte Press, 2013 — ISBN ISBN 978-3-920328-64-5
- [Kree17] KREEFT, G.J.: *European Legislative and Regulatory Framework on Power-to-Gas, STORE&GO Project* (Nr. Deliverable 7.2), 2017
- [Krie12] KRIEG, DENNIS: *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Strassenverkehrs mit Wasserstoff*. Bd. 144. Jülich : Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie und Umwelt / energy and environment, 2012 — ISBN 978-3-89336-800-6
- [KSKS11] KOZIOL, MATTHIAS ; SOHN, ALEXANDRA ; KORITKOWSKI, SVEN ; SIEBKE, CORNELIA ; WALTHER, JÖRG ; PORSCHKE, LARS: *Handlungsleitfaden zur Energetischen Stadterneuerung*. Berlin : Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)(Hrsgb.), Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), 2011. — ISBN-Nr. : 978-3-87994-783-6
- [KuDi15] KURZWEIL, PETER ; DIETLMEIER, OTTO K.: *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, rechtliche Grundlagen, Lehrbuch*. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2015 — ISBN 978-3-658-10899-1
- [KuKH14] KUHN, PHILIPP ; KÜHNE, MAXIMILIAN ; HEILEK, CHRISTIAN: Rolle des Wasserstoffs bei der großtechnischen Energiespeicherung im Stromsystem. In: TÖPLER, J. ; LEHMANN, J. (Hrsg.): *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2014 — ISBN 978-3-642-37415-9, S. 25–41
- [KVWL10] KLAUS, THOMAS ; VOLLMER, CARLA ; WERNER, KATHRIN ; LEHMANN, HARRY ; MÜSCHEN, KLAUS: *Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen*, Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau-Roßlau (2010)
- [LaGS13] LARRIBA, TOMÁS ; GARDE, RAQUEL ; SANTARELLI, MASSIMO: Fuel cell early markets: Techno-economic feasibility study of PEMFC-based drivetrains in materials handling vehicles. In: *International Journal of Hydrogen Energy* Bd. 38 (2013), Nr. 5, S. 2009–2019
- [Land15] LANDTAG NORDRHEIN-WESTFALEN (Hrsg.): *Enquetekommission zur Zukunft der chemischen Industrie in Nordrhein-Westfalen im Hinblick auf nachhaltige Rohstoffbasen, nachhaltige Rohstoffbasen, Produkte und Produktionsverfahren*, 2015
- [Land17a] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW - *Energieatlas NRW*. URL <http://www.energieatlasnrw.de/site/nav2/KarteMG.aspx>. - abgerufen am 2017-09-26
- [Land17b] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW - *Klimaatlas NRW*. URL <http://www.klimaatlas.nrw.de/site/nav2/KarteMG.aspx>. - abgerufen am 2017-08-31
- [Lbeg16] LBEG: *Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2015*. URL https://www.lbeg.niedersachsen.de/download/108431/Erdoeel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2015.pdf. - abgerufen am 2017-02-12. — Jahresbericht „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland“
- [LBGJ10] LOGES, BJÖRN ; BODDIEN, ALBERT ; GÄRTNER, FELIX ; JUNGE, HENRIK ; BELLER, MATTHIAS: Catalytic Generation of Hydrogen from Formic acid and its Derivatives: Useful Hydrogen Storage Materials. In: *Topics in Catalysis* Bd. 53 (2010), Nr. 13–14, S. 902–914
- [Lbst13] LBST: *HyLIFT Demo - D7.1 Suggestions for deployment support mechanisms* (Final Report) : Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2013
- [Lecl16] LECLANCHÉ: *Titanate industrial storage* (2016)
- [Lehr15] LEHRSTUHL ENERGIESYSTEME ENERGIEWIRTSCHAFT (LEE), RUHR-UNIVERSITÄT BOCHUM: *Schlussbericht „KSI: GET.MIN Gewerbepark, Energie-, Technologie- u. Managementinformationsnetzwerk“* (2015)
- [Lgch16] LG CHEM: *Change your Energy, Charge your Life* (2016)
- [Lopi16] LOPION, PETER: *Standortoptimierung und Konzeptionierung des Einsatzes mobiler Wasserstofftankstellen*, Forschungszentrum Jülich, Master thesis, 2016
- [Love16] LOVERS NL: *Nemo H2 - Factsheet*. URL <http://www.lov.nl/co2zero/factsheet/>. - abgerufen am 2016-04-08
- [Maie17] MAIER, MAGNUS: *Großwärmespeicher - Zentraler Baustein einer flexiblen Strom- und Wärmeversorgung*. In: *Renews Spezial - Agentur für Erneuerbare Energien (AEE)*, Invalidenstraße 91, 10115 Berlin Bd. Nr. 80 (2017)
-

-
- [Marr15] MARRA, JOHN: *ADVANCED HYDROGEN TURBINE DEVELOPMENT - Final Technical Report, Report Number: DOE-SEI-42644*. Orlando : Siemens Energy, Inc., 2015
- [Matt16] MATTHES, F. C.: *Ein Strommarktdesign für die Energiewende: Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages am 16. März 2016*. URL https://www.bundestag.de/blob/413126/a0fcbe35b6144c403b39c91bae49f35f/stgn_matthes_oeko_institut-data.pdf. - abgerufen am 2017-09-15
- [Mcco10] MCCONNELL, VICKI P.: Fuel cells in forklifts extend commercial reach. In: *Fuel Cells Bulletin* Bd. 2010 (2010), Nr. 9, S. 12–19
- [MDDG17] MARZI, T ; DEERBERG, G ; DOETSCH, C ; GREVÉ, A ; HIEBEL, M ; KALUZA, S ; FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR UMWELT-, SICHERHEITS- UND ENERGIETECHNIK UMSICHT (Hrsg.): *Kohlenstoff, Biomasse und regenerativer Strom – Ressourcen einer neuen Kohlenstoffwirtschaft? UMSICHT-Diskurs 1*, 2017
- [Mein18] MEINKE, ULF: *Uniper und Steag planen neue Gaskraftwerke im Ruhrgebiet*. URL <https://www.wp.de/wirtschaft/uniper-und-steag-planen-neue-gaskraftwerke-im-ruhrgebiet-id213005721.html>. - abgerufen am 2018-01-09
- [MeKr17] MENNE, A ; KRAFT, A: Katalytische Konversion von Alkoholen und Aldehyden.
- [MeSS12] MEKHILEF, S. ; SAIDUR, R. ; SAFARI, A.: Comparative study of different fuel cell technologies. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Bd. 16 (2012), Nr. 1, S. 981–989
- [Meta08] Metallhydridspeicher, diverse vertrauliche Angebote.
- [MHKS13] MÜLLER-SYRING, GERT ; HENEL, MARCO ; KÖPPEL, WOLFGANG ; STERNER, MICHAEL ; HÖCHER, THOMAS: *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz* : Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2013
- [MiFH15] MISCHNER, J. ; FASOLD, H.G. ; HEYMER, J.: *gas2energy.net: Systemplanerische Grundlagen der Gasversorgung* : Deutscher Industrieverlag, 2015 — ISBN 978-3-8356-7276-5
- [Mini15] MINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, LANDWIRTSCHAFT, NATUR- UND VERBRAUCHERSCHUTZ DES LANDES NORDRHEIN-WESTFALEN,: *Klimaschutzplan Nordrhein-Westfalen - Klimaschutz und Klimafolgenanpassung*. URL https://www.klima.nrw.de/fileadmin/Dateien/Download-Dokumente/Broschueren/klimaschutzbericht_nrw_151201.pdf
- [MoLK14] MOSKALENKO, N. ; LOMBARDI, P. ; KOMARNICKI, P.: Multi-criteria optimization for determining installation locations for the power-to-gas technologies. In: , 2014 — ISBN 1932-5517, S. 1–5
- [MüHe14] MÜLLER-SYRING, GERD ; HENEL, MARCO: *Abschlussbericht Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierter Anlagen*. Bonn : DBI, DVGW (Hrsgb.), 2014
- [MuKa14] MUHLER, M ; KALUZA, S: *Fuel Production With Heterogeneous Catalysis*. [s.l.] : Apple Academic Press Inc, 2014 — ISBN 1-4822-0371-5
- [Mula11] MULAG: *Brennstoffzellenschlepper Comet 3 FC* (2011)
- [NBHL15] NOACK, CHRISTOPH ; BURGGRAF, FABIAN ; HOSSEINY, SEYED SCHWAN ; LETTENMEIER, PHILIPP ; KOLB, SVENJA ; BELZ, STEFAN ; KALLO, JOSEF ; FRIEDRICH, K. ANDREAS ; U. A.: *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck*. Stuttgart : Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., 2015
- [Netl16] NETL: *Syngas Composition for IGCC*. URL <https://www.netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifiedia/syngas-composition-igcc>. - abgerufen am 2016-10-17
- [Nors16] NORSK HYDRO: *Annual Report 2015*. Oslo, 2016
- [NPNH12] NITSCH, JOACHIM ; PREGGER, THOMAS ; NAEGLER, TOBIAS ; HEIDE, DOMINIK ; LUCA DE TENA, DIEGO ; TRIEB, FRANZ ; SCHOLZ, YVONNE ; NIENHAUS, KRISTINA ; U. A.: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Leitstudie 2011)*. Stuttgart : Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, 2012
- [Nrw-15] NRW-Industrie stellte Erzeugnisse aus Beton, Zement und Gips. (2015)
- [NWDK15] NITSCHKE-KOWSKY, PETRA ; WEBING, WERNER ; DÖRR, HOLGER ; KRÖGER, KERSTIN: Praxiserfahrung mit der Wasserstoffeinspeisung in ein Erdgasverteilnetz. In: *energie | wasser praxis* (2015)
- [Ober17] OBERE NAHE WINDKRAFTWERKE: *Stromerträge Dambach*. URL <http://www.windkraftwerke.de/stromertraege-dambach>. - abgerufen am 2017-09-22
-

-
- [Otte13] OTTEN, R: *Alternative Kraftstoffe der 3. Generation: Audi e-fuels, Forschungsnetzwerk Biogene Kraftstoffe*, 2013
- [Otto15] OTTO, ALEXANDER: *Chemische, verfahrenstechnische und ökonomische Bewertung von Kohlendioxid als Rohstoff in der chemischen Industrie*, Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen; Forschungszentrum Jülich, 2015. — ISBN 978-3-95806-064-7, ISSN 1866-1793
- [Para16] PARAT: *PARAT IEH Hochspannung Elektrodenkessel für Dampf- und Heißwasser*. URL <http://parat.no/de/produkte/parat-ieh-hochspannung-elektrodenkessel/>. - abgerufen am 2016-09-07. — parat.no
- [Pasi09] PASINI, S.: *Fusina: Achieving low NOx from hydrogen combined-cycle power*. URL <http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-18/issue-9/features/fusina-achieving-low-nox-from-hydrogen-combined-cycle-power.html>. - abgerufen am 2016-10-13
- [PBAJ10] PEHNT, MARTIN ; BÖDEKER, JAN ; ARENS, MARLENE ; JOCHEM, EBERHARD ; IDRISOVA, FARIKHA ; HEIDELBERG, KARLSRUHE: *Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung* (2010)
- [PeTr04] PEHNT, MARTIN ; TRAUBE, KLAUS: *Zwischen Euphorie und Ernüchterung - Stand und mittelfristige Perspektiven stationärer Brennstoffzellen*. URL https://www.ifeu.de/energie/pdf/BZP_Internet.pdf. - abgerufen am 2017-09-05
- [Petr15] PETROCHEMICALS EUROPE (Hrsg.): *Facts and Figures: Crackers Capacities*, 2015
- [Pfei13] PFEIFER, HERBERT: *Handbuch Industrielle Wärmetechnik - Grundlagen - Berechnungen - Verfahren*. 5. Essen : Vulkan-Verlag, 2013 — ISBN 9783802729720
- [PHPO13] PAAR, ANGELIKA ; HERBERT, FLORIAN ; PEHNT, MARTIN ; OCHSE, SUSANNE ; RICHTER, STEFAN ; MAIER, STEFANIE ; KLEY, MAGALIE ; HUTHER, HEIKO ; U. A.: *Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien* (Endbericht). Heidelberg, Leimen, Frankfurt a. M. : ifeu GmbH, GEF Ingenieur AG, AGFW e.V., 2013
- [PPOM09] PEHNT, MARTIN ; PAAR, ANGELIKA ; OTTER, PHILIPP ; MERTEN, FRANK ; HANKE, THOMAS ; IRREK, WOLFGANG ; SCHÜWER, DIETMAR ; SUPERSBERGER, NIKOLAUS ; U. A.: *Energiebalance - Optimale Systemlösungen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz* (Endbericht), ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2009)
- [Prod17] PRODCOM DATENBANK (Hrsg.): *Verkaufte Produktion, Exporte und Importe je ProCom-Liste – Jährliche Daten*, 2017
- [Proj17] PROJEKTRÄGER JÜLICH: *Wasserstoffpipeline*. - abgerufen am 2017-09-12
- [Qgis17] QGIS DEVELOPMENT TEAM: *QGIS Projekt*. URL <https://www.qgis.org/de/site/>. - abgerufen am 2017-02-16. — QGIS Projekt
- [Quas16] QUASCHNING, VOLKER: *Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung*. Berlin : Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 2016
- [Radk14] RADKE, S. ; BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR UND DIGITALE INFRASTRUKTUR (Hrsg.): *Verkehr in Zahlen 2014/2015*. Bd. 43. Jahrgang. Hamburg : DVV Media Group GmbH, 2014 — ISBN 978-3-87154-493-4
- [Radt15] RADTKE, WOLFGANG: Mercedes Benz Werk Düsseldorf goes green!
- [Rams13] RAMSDEN, TODD: *Evaluation of the Total Cost of Ownership of Fuel Cell-Powered Material Handling Equipment* : National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., 2013
- [Regi17a] REGIONALDATENBANK DEUTSCHLAND: *Verfügbares Einkommen der privaten Haushalte einschließlich privater Organisationen ohne Erwerbszweck - Jahressumme - regionale Ebenen*. URL <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data;jsessionid=220B8008206A175B43BF83B160BAB2B2.reg1?operation=abruftabelleAbrufen&selectionname=666-51-4-B&levelindex=0&levelid=1504873608295&index=8>. - abgerufen am 2017-09-08
- [Regi17b] REGIONALDATENBANK DEUTSCHLAND: *Kraftfahrzeugbestand nach Kraftfahrzeugarten - Stichtag 01.01. - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte*. URL <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data;jsessionid=220B8008206A175B43BF83B160BAB2B2.reg1?operation=abruftabelleAbrufen&selectionname=641-41-4&levelindex=0&levelid=1504873769205&index=1>. - abgerufen am 2017-09-08
- [Rein16] REIN, STEFAN: *Datenbasis zum Gebäudebestand*, Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (2016)
-

-
- [RGRP17] REUB, M. ; GRUBE, T. ; ROBINIUS, M. ; PREUSTER, P. ; WASSERSCHIED, P. ; STOLTEN, D.: Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. In: *Applied Energy* Bd. 200 (2017), S. 290–302
- [Rhei13] RHEINISCH-WESTFÄLISCHES INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG (Hrsg.): *Die Klimavorsorgeverpflichtung der deutschen Wirtschaft – Monitoringbericht 2011 und 2012: Bericht zum Forschungsprojekt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesverbandes der Deutschen Industrie*, 2013
- [RMEB15] REPENNING, JULIA ; MATTHES, FELIX CHRISTIAN ; EICHHAMMER, WOLFGANG ; BRAUNGARDT, SIBYLLE ; ATHMANN, UWE ; ZIESING, HANS-JOACHIM: *Klimaschutzszenario 2050* (Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) Nr. 2. Endbericht). Berlin : Öko-Institut e.V.; Fraunhofer ISI, 2015
- [Road13] ROADS2HYCOM: *Large Hydrogen Underground Storage*. URL <http://refman.energytransitionmodel.com/publications/1793/download>. - abgerufen am 2017-01-30
- [Robi15] ROBINIUS, MARTIN: *Strom- und Gasmarktdesign zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag : RWTH Aachen University, 2015 — ISBN 978-3-95806-110-1
- [RoDu16] VON ROON, SERAFIN ; DUFTA, CHRISTA: Workshop zur Methodenentwicklung SynErgie AP „Potenzialanalyse der Grundstoffindustrien“.
- [ROHW17] ROBINIUS, MARTIN ; OTTO, ALEXANDER ; HEUSER, PHILIPP ; WELDER, LARA ; SYRANIDIS, KONSTANTINOS ; RYBERG, DAVID S. ; GRUBE, THOMAS ; MARKEWITZ, PETER ; U. A.: Linking the Power and Transport Sectors—Part 1: The Principle of Sector Coupling. In: *Energies* Bd. 10 (2017), Nr. 7
- [ROSR17] ROBINIUS, M. ; OTTO, A. ; SYRANIDIS, K. ; RYBERG, D. S. ; HEUSER, P. ; WELDER, L. ; GRUBE, T. ; MARKEWITZ, P. ; U. A.: Linking the Power and Transport Sectors-Part 2: Modelling a Sector Coupling Scenario for Germany. In: *Energies* Bd. 10 (2017), Nr. 7, S. 957
- [Roth17] ROTHAARWIND GMBH: *Rothaarwind - Bürgerwindpark Hilchenbach Windpark Windkraftanlage Windrad Windräder Windenergie Siegerland Siegen*. URL http://www.rothaarwind.de/index.php5?rand=4Hh6165BObO999Lmii38j2t7u226e611EOB&cppl_funktion=mod_content_page&seite=Windstromertraege&lang_basic=&druckversion=1. - abgerufen am 2017-09-22
- [Rsko16] RS KOMMUNALFAHRZEUGE: *Friedhofstechnik*. URL <http://rs-kommunalfahrzeuge.de/produkte/friedhofstechnik/index.html>. - abgerufen am 2017-10-06
- [Sach00] SACHSE, FRANK: Klöpper Therm Präsentation: Die Spezialisten für elektrische Heizsysteme.
- [Sams17] SAMSUNG: *ESS Batteries by Samsung SDI* (2017)
- [Schä15] SCHÜTZ, STEFAN ; HÄRTEL, PHILIPP: *CLIMATE CHANGE 08/2016 Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien* : Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2015
- [Schl09] SCHLIENGER, PETER: *hy.muve hydrogen driven municipal vehicle*.
- [Schm16] SCHMITZ: *Minikipper*. URL <http://mini-kipper.de/>. - abgerufen am 2017-10-06. — Schmitz Gartenbaumaschinen und Transportfahrzeuge
- [Scho13] SCHOOF, RENÉ: *Innovation Energiespeicherung - Fokus Power-to-Gas*.
- [Scho16] SCHOOF, RENÉ: *Erfahrungen aus Power to Gas Projekten*.
- [Schö17] SCHÖLER, DAVID: *Ökonomische Bewertung von Technologieparametern im Rahmen eines nationalen Energieversorgungssystems aus erneuerbaren Energien*. Bottrop, Hochschule Ruhr West, 2017
- [Scho17] SCHOOF, RENÉ: *Sektorenkopplung mit Power-to-Gas*.
- [SchHP16] SCHENUIT, CAROLIN ; HEUKE, REEMT ; PASCHKE, JAN: *Potenzialatlas Power to Gas - Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen.*, 2016
- [Schü11] SCHÜTH, FERDI: Chemical Compounds for Energy Storage. In: *Chemie Ingenieur Technik* Bd. 83 (2011), Nr. 11, S. 1984–1993
- [Schü16] SCHÜWER, DIETMAR: *Abwärmennutzungspotenziale in NRW - Vorstellung der aktuellen Studie im Auftrag des MKULNV*.
-

-
- [SDMH06] STEINBERGER-WICKENS, R. ; DETLEV, S. ; MAI, A. ; HENNE, R. ; RUCKDÄSCHEL, R. ; PROß, E.: *Hochtemperatur-Brennstoffzellen, FVS Themen 2004*. Berlin, 2006
- [SEGW13] STOLTEN, D. ; EMONTS, B. ; GRUBE, T. ; WEBER, M.: Hydrogen as an Enabler for Renewable Energies. In: *Transition to Renewable Energy Systems* : Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2013 — ISBN 978-3-527-33239-7, S. 195–216
- [Siem17] SIEMENS: *Gasturbine SGT-200*. URL <http://www.energy.siemens.com/hq/de/fossile-stromerzeugung/gasturbinen/sgt-200.htm#content=Technische%20Daten>. - abgerufen am 2017-02-02
- [Sn96] SN: *Nach 170 Jahren gibt es in Berlin kein Stadtgas mehr*. URL <https://www.berliner-zeitung.de/nach-170-jahren-gibt-es-in-berlin-kein-stadtgas-mehr-17488676>. - abgerufen am 2018-01-16. — Berliner Zeitung
- [SPSS12] SCHÜTH, F. ; PALKOVITS, R. ; SCHLÖGL, R. ; SU, D. S.: Ammonia as a possible element in an energy infrastructure: Catalysts for ammonia decomposition. In: *Energy Environ. Sci.* Bd. 5 (2012), Nr. 4, S. 6278–6289
- [Sru11] SRU: *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung*. URL https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile. - abgerufen am 2017-09-15
- [SSMW10] STILLER, CHRISTOPH ; SCHMIDT, PATRICK ; MICHALSKI, JAN ; WURSTER, REINHOLD ; ALBRECHT, UWE ; BÜNGER, ULRICH ; ALTMANN, MATTHIAS: *Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein*. URL http://www.h2hamburg.de/blob/hh_wasserstoff/downloads/3182518/cde8194a7b53515e11f5f6c3f17f1740/Potenziale-der-Wind-Wasserstoff-Technologie-data.pdf. - abgerufen am 2017-09-05
- [Sspc17] SSP CONSULT: *Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr, Kurzfristprognose Sommer 2017*, Bundesamt für Güterverkehr (2017)
- [Stad17] STADTWERKE DUISBURG: *Der Wärmespeicher der Stadtwerke Duisburg*. URL <https://www.stadtwerke-duisburg.de/unternehmen/themen/der-waermespeicher-der-stadtwerke-duisburg/>. - abgerufen am 2017-07-14. — Stadtwerke Duisburg AG
- [Stat14] STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER: *Zensus 2011 - Gebäude und Wohnungen*. Düsseldorf : Information und Technik Nordrhein-Westfalen, 2014
- [Stat17a] STATISTA: *Stromverbrauch je Quadratmeter Verkaufsfläche im deutschsprachigen Einzelhandel / Statistik*. URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/372110/umfrage/stromverbrauch-je-quadratmeter-verkaufsflaeche-im-deutschsprachigen-einzelhandel/>. - abgerufen am 2017-10-10. — Statista
- [Stat17b] STATISTA: *Verkaufsfläche von Vertriebslinien im Lebensmitteleinzelhandel in Deutschland 2016 / Statistik*. URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/202106/umfrage/durchschnittliche-verkaufsflaeche-deutscher-lebensmitteleinzelhaendler/>. - abgerufen am 2017-10-10. — Statista
- [Stie16] STIEBEL, SEBASTIAN: Master-Thesis: *Techno-ökonomische Potenzialanalyse zur Integration CO₂-basierter Synthesen in konventionelle Wertschöpfungsketten durch cross-industrielle Kooperationen - ein Ansatz zur Bewertung regionaler Synergien am Beispiel von NRW*, Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik (2016)
- [Stol14] STOLZENBURG, KLAUS: *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem - Abschlussbericht*. Oldenburg, 2014
- [Stro17] *Stromsteuergesetz (StromStG)*. URL <https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/BJNR037810999.html>. — juris GmbH Juristisches Informationssystem für die BRD
- [Svob13] SVOBODA, PETR: *Betriebskosten als Werttreiber von Windenergieanlagen – aktueller Stand und Entwicklungen*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* Bd. 63 (2013), Nr. 5
- [Swzo16] SWZONLINE: *Photo Album of Lovers' Fuel Cell Boat the Nemo H2*. URL [/news/2350/photo-album-lovers-fuel-cell-boat-nemo-h2](http://news/2350/photo-album-lovers-fuel-cell-boat-nemo-h2). - abgerufen am 2017-09-29
-

-
- [TaSJ02] TAMME, R ; SATTLER, C ; JÖRISSEN, L ; DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT- UND RAUMFAHRT E.V. (Hrsg.): *Solarer Wasserstoff: Innovative Techniken zur Erzeugung, FVS Themen*, 2002
- [Team11] TEAM CCJ: *Alstom launches the Next Generation GT24*. URL <http://www.ccj-online.com/alstom-gt24/>. - abgerufen am 2017-09-05
- [TeAW12] TEICHMANN, DANIEL ; ARLT, WOLFGANG ; WASSERSCHIED, PETER: Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy. In: *International Journal of Hydrogen Energy* Bd. 37 (2012), Nr. 23, S. 18118–18132
- [Tech14] *Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbriefen; Beitrag zum Vorprojekt: Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme - Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System* : Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme, 2014
- [Teuf15] TEUFEL, F.: *Speicherbedarf und dessen Auswirkungen auf die Energiewirtschaft bei Umsetzung der politischen Ziele zur Energiewende*. Karlsruhe : KIT Scientific Publishing, 2015 — ISBN 978-3-7315-0341-5
- [Thüg17a] THÜGA: *STROM ZU GAS-ANLAGE DER THÜGA-GRUPPE HAT ALLE ERWARTUNGEN ÜBERTROFFEN*. URL <https://www.thuega.de/presse/strom-zu-gas-anlage-der-thuega-gruppe-hat-alle-erwartungen-uebertroffen/>
- [Thüg17b] THÜGA: *STROM ZU GAS-TECHNOLOGIE: ERFOLG UND ERWARTUNGEN*. URL <https://www.thuega.de/energiewende-und-dekarbonisierung/strom-zu-gas-technologie/>
- [TMHS17] THONEMANN, N ; MAGA, D ; HIEBEL, M ; STIEß SEL, S ; DRESEN, B ; HUNSTOCK, B ; FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR UMWELT-, SICHERHEITS- UND ENERGIETECHNIK UMSICHT (Hrsg.): *Standortplanung für die CO2-basierte Chemikalienproduktion unter Berücksichtigung von ökologischen Kriterien*. Veröffentlichung in Vorbereitung, 2017
- [TöLe14] TÖPLER, J. ; LEHMANN, J. (Hrsg.): *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2014 — ISBN 978-3-642-37414-2
- [Tosh15] TOSHIBA: *Toshiba : Press Release (20 Apr, 2015): Toshiba Begins Operation of Independent Energy Supply System Utilizing Renewable Energy and Hydrogen*. URL http://www.toshiba.co.jp/about/press/2015_04/pr2001.htm. - abgerufen am 2017-08-31
- [Trie11] TRIEB, FRANZ: *Stromerzeugungstechnologien im Überblick*. URL https://application.wiley-vch.de/berlin/journals/phiuz/11-02/Strom_Webtabelle.pdf. - abgerufen am 2017-09-15
- [Trim16] TRIMET: *Geschäftsbericht 2015/16* (Geschäftsbericht). Düsseldorf, 2016
- [Tube16] TU BERLIN: *Fakultät V Verkehrs- und Maschinensysteme: e4ships - RiverCell - ELEKTRA*. URL https://www.marsys.tu-berlin.de/menue/forschung/e4ships_rivercell_elektra/. - abgerufen am 2017-10-06
- [Uba16] UBA: *Climate Change 26/2016: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015* (2016)
- [Umwe13] UMWELTBUNDESAMT (Hrsg.): *Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050*, 2013
- [Umwe16] UMWELTBUNDESAMT: *Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2016* : Umweltbundesamt, 2016
- [Unde17a] *Underground Sun.Storage*. URL <http://www.underground-sun-storage.at/>
- [Unde17b] *Underground Sun.Conversion*. URL <http://www.underground-sun-conversion.at/>
- [Unip17] UNIPER: *Power-to-Gas Energiewende zukunftsfest machen - mit Energiespeichern*. URL https://www.uniper.energy/sites/default/files/2017-10/2017_10_uniper_power-to-gas_flyer_0.pdf. - abgerufen am 2017-10-26
- [Vape00] VAPEC: *www.vapec.ch*. URL <http://www.vapec.ch/elektrodenkessel/elektrodenkessel/technische-daten/>. - abgerufen am 2016-09-07
- [Vape18] *Vapec Power-toHeat*. URL www.vapec.ch/ www.power-to-heat.eu/power-to-heat. - abgerufen am 2018-05-07
- [Vatt17] VATTENFALL: *Vattenfall investiert in Zukunftstechnologie*. URL <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2017/vattenfall-investiert-in-zukunftstechnologie/>. - abgerufen am 2017-07-07. — corporate.vattenfall.de
- [Vde15] VDE: *Kompandium: Li-Ionen-Batterien im BMWi Förderprogramm IKT für Elektromobilität II: Smart Car – Smart Grid – Smart Traffic; Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen*, 2015
- [Vdz18] VDZ: *Umweltdaten der deutschen Zementindustrie Environmental Data of the German Cement Industry*, 2018
-

-
- [Verb17] VERBAND DEUTSCHER PAPIERFABRIK E.V. (VDP): *Papierkompass 2017*, 2017
- [Vere10] VEREIN DEUTSCHER ZEMENTWERKE E.V. (Hrsg.): *Verminderung der CO₂-Emissionen: Beitrag der deutschen Zementindustrie*. Düsseldorf, 2010
- [Vere15] VEREINIGUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER GAS E.V.: *Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2015, NEP Gas 2015*. Berlin : FNB Gas, 2015
- [Vere18] VEREIN DEUTSCHER ZEMENTWERKE E.V. (VDZ): *A. Wichtige Daten auf einen Blick*, 2018
- [Vks14] VKS: *Salz: Gewinnung und Verwendung in Deutschland*. URL http://www.vks-kalisalz.de/uploads/tx_powermail/files/Gewinnung-verwertung.pdf. - abgerufen am 2016-11-24
- [WaHS12] WAWER, TIM ; HOHMEIER, STEPHAN ; SEIDL, HANNES: Steigerung der Flexibilität und Effizienz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen durch die Kombination mit Wärmespeichern, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Bereich Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Chausseestraße 128a, 10115 Berlin (2012)
- [WBDG07] WU, JIANFAN ; BROWN, PHILLIP ; DIAKUNCHAK, IHOR ; GULATI, ANIL ; LENZE, MARTIN ; KOESTLIN, BERTHOLD: Advanced Gas Turbine Combustion System Development for High Hydrogen Fuels. In: *ASME Proceedings / Electric Power Bd. Volume 2: Turbo Expo 2007* (2007), Nr. 47918, S. 1085–1091
- [Wend06] WENDT, H.: Stationäre Brennstoffzellen. Stand der Entwicklung, Kostensituation, Marktaussichten. In: *BWK Bd. 58* (2006), Nr. 10, S. 46–50
- [WeSS16] WEBER, MICHAEL ; SENNER, JANINA ; SCHAFFERT, JOHANNES: *Power-to-Gas in Deutschland und NRW*, EnergieAgentur.NRW GmbH Roßstraße 92 40476 Düsseldorf (2016)
- [WFBV14] WOLF, STEFAN ; FAHL, ULRICH ; BLES, MARKUS ; VOß, ALFRED ; JAKOBS, RAINER: *Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland*. Stuttgart : Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) / Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik (IZW), 2014
- [WiGS14] WIND, TORSTEN ; GÜTHE, FELIX ; SYED, KHAWAR: Co-Firing of Hydrogen and Natural Gases in Lean Premixed Conventional and Reheat Burners (Alstom GT26). In: *ASME Proceedings / Combustion, Fuels and Emissions Bd. Volume 4A: Combustion, Fuels and Emissions* (2014), Nr. 45684, S. V04AT04A053
- [Wind17a] WIND-WASSERSTOFF-PROJEKT GMBH & CO. KG: *Willkommen auf der Internetpräsenz des Demonstrations- und Innovationsprojekts RH2-WKA*. URL <http://www.rh2-wka.de/>. - abgerufen am 2017-07-05
- [Wind17b] *Windkraftanlagen Angebote – Aeolos kleine Windkraftanlage Angebot, Haus-Windkraftanlage Angebot*. URL <http://www.windturbinestar.com/Produkte-Windkraftanlagen-Kleinwindkraftanlagen.html>. - abgerufen am 2017-08-31
- [Wirt16] WIRTSCHAFTSVEREINIGUNG STAHL: *Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland 2016*, 2016
- [Wirt17a] WIRTSCHAFTSVEREINIGUNG STAHL: *Stahlindustrie in Deutschland*. URL <http://www.stahl-online.de/index.php/themen/wirtschaft/stahlindustrie-in-deutschland/>. - abgerufen am 2017-07-01
- [Wirt17b] WIRTSCHAFTSVERBAND DER RHEINISCH-WESTFÄLISCHEN PAPIERERZEUGENDEN INDUSTRIE E.V.: *papierindustrie.nrw*. URL <http://www.papierindustrie.nrw/>. - abgerufen am 2017-07-01
- [WLF12] WOLF, STEFAN ; LAMBAUER, JOCHEN ; FAHL, ULRICH ; BLES, MARKUS ; VOß, ALFRED: *Industrial heat pumps in Germany: Potentials, technological development and market barriers (4-082-12)* (ECEE Proceeding Nr. 4-082–12). Stuttgart : Institute for Energy Economics and the Rational Use of Energy (IER), 2012
- [WRKG17] WELDER, LARA ; RYBERG, SEVERIN ; KOTZUR, LEANDER ; GRUBE, THOMAS ; ROBINIUS, MARTIN ; STOLTEN, DETLEF: Spatio-Temporal Optimization of a Future Energy System for Power-to-Hydrogen Applications in Germany. In: , 2017
- [WuDI15] WUPPERTAL INSTITUT ; DLR: *Kurzstudie industrielle Abwärmepotenziale in NRW* (2015)
- [WuZA16] WURSTER, R. ; ZERTA, M. ; ALBRECHT, U.: *Stationäre Brennstoffzellen-Anwendungen*. URL https://www.h2bz-hessen.de/mm/mm001/Stationre_BZ-Anwendungen_WEB.pdf. - abgerufen am 2017-09-05
- [Zapf17] ZAPF, MARTIN: *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. Bd. 1 : Springer Vieweg, 2017 — ISBN 978-3-658-15072-3
-

[Zem/10]

ZEM/SHIPS. URL

http://ec.europa.eu/environment/life/project/Projects/index.cfm?fuseaction=search.dspPage&n_proj_id=3081. - abgerufen am 2017-09-26